

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA COMPENSACIÓN DE REACTIVO  
EN FUNCIÓN DEL MÍNIMO DE PÉRDIDAS EN REDES DE  
DISTRIBUCIÓN.**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA COMPENSACIÓN DE REACTIVO  
EN FUNCIÓN DEL MÍNIMO DE PÉRDIDAS EN REDES DE  
DISTRIBUCIÓN.**

**AUTOR:  
FABRICIO GERMAN CLAVIJO FLORES**

**DIRECTOR:  
ALEXANDER ÁGUILA TELLEZ**

**Quito, febrero de 2015**

## **DECLARATORIA DE AUTORÍA:**

Yo, Fabricio German Clavijo Flores autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, xx de Febrero del 2015

---

**Fabricio German Clavijo Flores**

**CC: 171639704-5**

**AUTOR**

**CERTIFICA:**

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, así como el funcionamiento del “Análisis de factibilidad para la compensación de reactivo en función del mínimo de pérdidas en redes de distribución.” realizada por el Sr. Fabricio German Clavijo Flores, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, xx de Febrero del 2013

---

**Ing. Alexander Águila Téllez**

**DIRECTOR**

## **DEDICATORIA.**

*Fabricio German Clavijo Flores*

*Este trabajo es dedicado con mucho amor a mi madre por su ejemplo y lucha incansable para educar a sus hijos olvidando muchas veces su propio bienestar, a mi hermano Gabriel son mi mayor motivación para levantarme en medio de las dificultades, a mi padre German, por ser una guía en el camino de la vida. A mi familia, amigos, de vida que me apoyaron desde sus posibilidades en todo este proceso.*

## **AGRADECIMIENTO.**

*Fabricio German Clavijo Flores*

*Agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana por ser la institución que me formó profesionalmente y permitió desarrollar, la constancia, ética, tolerancia y sociabilidad. Al Ing. Alexander Águila Téllez, quien aportó su conocimiento, tiempo y paciencia al dirigir este trabajo de investigación. A los docentes y compañeros en general que aportaron en mi desarrollo académico.*

## INDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA: .....	II
CERTIFICA:.....	III
DEDICATORIA. ....	IV
AGRADECIMIENTO. ....	V
INDICE GENERAL .....	VI
INDICE DE FIGURAS .....	IX
INDICE DE TABLAS .....	X
INDICE DE ANEXOS .....	XI
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	XII
Resumen .....	XIII
Abstract.....	XIV
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPITULO I .....	2
PÉRDIDAS POR CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	2
1.1 Perdidas en redes de distribucion.....	2
1.1.1 Perdidas Técnicas.....	3
1.1.2 Perdidas No Técnicas.....	7
1.2 Energia Reactiva.....	9
1.2.1 Potencia Activa.....	10
1.2.2 Potencia Aparente.....	11
1.3 Factor de potencia.....	12
1.3.1 Corrección del Factor de Potencia.....	13
1.3.2 Cargas que inciden directamente en el Factor de Potencia.....	14
1.4 Perdidas por consumo de energia reactiva.....	17
1.4.1 Fuertes caídas de tensión.....	17
1.4.2 Penalización por consumo de energía reactiva.....	18
CAPITULO II.....	19
COMPENSACION DE ENERGIA REACTIVA EN REDES DE DISTRIBUCION.....	19
2.1 Metodos de optimizacion de potencia reactiva en circuitos de distribucion.....	19
2.1.1 Maquina Sincrónica.....	19
2.2.2 Condensadores Estáticos.....	21
2.2 Medidas para la compensacion de reactivo en redes de distribucion.....	23
2.2.1 Aumento de carga resistiva.....	23
2.2.2 Uso de Condensadores.....	24
2.2.3 Regulación de voltaje.....	28



2.2.4 Compensación de líneas.....	31
2.3 Selección y ubicación de bancos de capacitores.....	32
2.3.1 Instalación Individual.....	32
2.3.2 Compensación en grupo.....	35
2.3.3 Compensación Global.....	36
2.3.4 Regla de los 2/3.....	38
2.3.5 Selección de Condensadores.....	39
2.4 Analisis de costos en la implementacion de medidas para la compensacion de reactivo.....	41
2.4.1 Valor Presente.....	41
2.4.2 Valor Presente Neto VPN.....	41
2.4.3 Tasa Interna de Retorno TIR.....	41
2.4.4 Relación Costo Beneficio (B/C).....	42
2.4.5 Periodo de Recuperación de la Inversión.....	42
CAPITULO III.....	43
IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO PARA LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.....	43
3.1 Descripción del Metodo Matematico.....	43
3.1.1 Programación No Lineal NLP.....	44
3.1.2 Condiciones para la Programación No Lineal NLP.....	47
3.1.3 Optimización.....	48
3.2 Desarrollo del Modelo.....	49
3.2.1 Modelo Matemático.....	50
3.2.2 Etapa Constructiva.....	52
3.3 Complementacion economica en el modelo matematico.....	53
3.3.1 Factores económicos.....	54
3.3.2 Costos de Condensadores.....	54
3.4 Analisis Multicriterial del modelo en funcion de variables incidentes.....	55
3.4.1 Selección de las funcione empleados en la implementación del método.....	56
3.4.2 Ecuaciones objeto de análisis en la implementación del método de la Media Aritmética.....	57
CAPITULO IV .....	61
RECOPIACION Y ANALISIS DE RESULTADOS.....	61
4.1 Analisis de eficiencia energetica en circuitos de distribucion.....	61

4.1.1 La eficiencia energética y el ahorro de energía.....	62
4.1.2 medidas para el ahorro y eficiencia energética.....	63
4.2 Análisis de los resultados obtenidos para la selección y ubicación de bancos de condensadores.....	65
4.2.1 Archivo*m.....	65
4.2.2 Simulación de bancos de condensadores en redes de distribución.....	66
CONCLUSIONES: .....	78
RECOMENDACIONES:.....	81
REFERENCIAS: .....	82
ANEXOS .....	85

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1: Efecto Corona En Aislador Tipo Cadena.....	5
FIGURA 1.2: Curva de Histéresis .....	6
FIGURA 1.4: Consumo de energía reactiva en un sistema eléctrico.....	9
FIGURA 1.5: Representa la potencia activa (P) en fase con la tensión (V). .....	10
FIGURA 1. 6 : Triangulo de Potencias.[6] .....	11
FIGURA 2.1: Esquema de un motor síncrono. ....	20
FIGURA 2.2: Comportamiento de voltaje y corriente en una carga resistiva.....	24
FIGURA 2.3: Despacho de energía reactiva sin compensación .....	25
FIGURA 2.4: Corrección del factor de potencia mediante condensadores.....	25
FIGURA 2.5 Esquema básico de compensación .....	27
FIGURA 2.6: Disminución de potencia reactiva con la implementación de banco de condensadores. 27	
FIGURA 2.7: Transformador Regulador de Tensión .....	29
FIGURA 2.8: Control de un Autotransformador regulador .....	31
FIGURA 2.9: Sistema con Compensación Individual .....	33
FIGURA 2.10: Sistema con Compensación Individual en Motores de Inducción .....	34
FIGURA 2.11: Sistema con Compensación en Grupo .....	35
FIGURA 2.12: Sistema con Compensación en Global .....	37
FIGURA 3.1: Representación de Mínimos y Máximos Locales y Globales .....	46
FIGURA 3.2: Representación de una Función Diferenciable .....	46
FIGURA 4.1: Eficiencia de equipos .....	65
FIGURA 4.2: Ingreso de equipos de compensación .....	67
FIGURA 4.3: Ingreso de datos .....	67
FIGURA 4.4: Ubicación y Capacidad Optima de Condensadores .....	68
FIGURA 4.5: Minimización de pérdidas aplicando un condensador de 300KVA .....	69
FIGURA 4.6: Minimización de pérdidas (a) aplicando un condensador de 900KVA (b) aplicando un condensador de 1200KVA.....	70
FIGURA 4.7: Costos de Condensadores.....	71
FIGURA 4.8: Costos de Condensadores.....	71
FIGURA 4.9: Ubicación optima de condensadores .....	72

## INDICE DE TABLAS

TABLA1.1 : Perdidas de energía a nivel de distribuidoras.....	3
TABLA 1.2: Factor de Potencia en cargas más comunes. ....	12
TABLA 2.1: Capacidades de Condensadores en Baja y Media Tensión [20] .....	39
TABLA 3.1: Costos anuales de los bancos de condensadores [20] .....	55
TABLA 4.1: Gastos anuales .....	74
TABLA 4.2: Valor Presente Neto VPN.....	74
TABLA 4.3: Relación Costo-Beneficio .....	75
TABLA 4.4: Valor Presente Neto VPN para banco de condensadores de 600KVA.....	75
TABLA 4.5: Indicadores de factibilidad.....	77

## INDICE DE ANEXOS

ANEXO A.....	85
PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS CONELEC.....	86
ANEXO B.....	89
POTENCIA DISPONIBLE EN FUNCION DEL FACTOR DE POTENCIA.....	90
ANEXO C.....	91
POTENCIA REACTIVA CONSUMIDA POR TRANSFORMADORES.....	92
DATOS DEL ANALIZADOR FLUKE 43B.....	90
ANEXO C.....	92
MATRICES PARA PROGRAMACIÓN.....	92
ANEXO D.....	94
FUNCIÓN “OCUPANTE”.....	94
ANEXO E.....	99
GRAFICAS DE VALORES PROMEDIO DE ACTIVIDADES.....	99
ANEXO F.....	¡Error! Marcador no definido.
FUNCIÓN “MAIN”.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO G.....	¡Error! Marcador no definido.
FUNCIÓN “ASEO”.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO H.....	¡Error! Marcador no definido.
FUNCIÓN “HVAC”.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO I.....	¡Error! Marcador no definido.
FUNCIÓN “LAVADO”.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO J.....	¡Error! Marcador no definido.
FUNCIÓN “COMPUTADOR”.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO K.....	¡Error! Marcador no definido.
FUNCIÓN “TELEVISOR”.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO L.....	¡Error! Marcador no definido.
FUNCIÓN “COCCIÓN”.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO M.....	¡Error! Marcador no definido.
PROGRAMACIÓN EN “GUI MATLAB”.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO N.....	¡Error! Marcador no definido.
PROGRAMACIÓN PARA EVALUAR EL MODELO.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO N.....	¡Error! Marcador no definido.
BASE DE DATOS INEC.....	¡Error! Marcador no definido.

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

AC	Corriente Alterna
AGM	Baterías de absorción mediante malla de fibra vidrio
AMI	Infraestructura de Medida Avanzada
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CONELEC	Consejo Nacional de Electrificación
DC	Corriente Continua
DMQ	Distrito Metropolitano de Quito
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
HVAC	Heating Ventilating and Air Conditioning
INEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
MATLAB	Laboratorio Matemático, programa computacional matemático
NI-CD	Baterías de Níquel Cadmio
SMART GRIG	Red Eléctrica Inteligente
SMART HOME	Red de Hogar Inteligente
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
VRLA	Baterías de plomo-ácido regulada por válvulas

# Resumen

## “Análisis de Factibilidad para la Compensación de Reactivo en Función del Mínimo de Pérdidas en Redes de Distribución”

Fabrizio German Clavijo Flores

fabo\_azulgrana@outlook.com

Universidad Politécnica Salesiana

*Resumen*—El presente proyecto de tesis desarrolla un modelamiento que permita estudiar el comportamiento de la red de energía ante la instalación de bancos de condensadores en la misma. El objetivo de la implementación de equipos de compensación en la red tiene como función principal la reducción de pérdidas de energía en la red, la presencia de estas pérdidas de energía influyen directamente en la calidad de energía que se está suministrando al cliente final o abonado. Para cumplir con el objetivo de minimizar las pérdidas de energía se ha creado un modelo de ubicación y dimensionamiento adecuado de bancos de condensadores en *MATLAB*, de esta manera se propone aportar a un escenario de eficiencia energética, donde la energía que llega a los consumidores finales sea consumida de manera responsable y eficiente, dando como resultado un mejor perfil de tensión en las redes y ahorros de energía por motivo de minimización de pérdidas.

*Índice de Términos*— Pérdidas de Energía, *MATLAB*, Banco de Condensadores, Perfil de Tensión, Eficiencia Energética, Optimización de Energía, Minimización de pérdidas.

# Abstract

## “Feasibility Analysis for Reactive Compensation -Based Minimum Losses in Distribution Networks”

Fabricio German Clavijo Flores  
fabo\_azulgrana@outlook.com  
Salesian Polytechnic University

*Abstract*— This draft thesis develops to modeling Allows to study the behavior of the power grid before the installation of capacitor banks in it. The aim of Implementing compensation equipment in the network 's main function is Reducing energy losses in the network, the Presence of These energy losses Directly Affect the quality of energy That Is Being delivered to the end customer or subscriber. To meet the objective of Minimizing energy losses have created a model of location and proper sizing of capacitor banks in MATLAB, so it is Proposed to Provide an energy efficiency scenario Where the energy reaching the end consumer is Consumed responsibly and efficiently, resulting in a better voltage profile in networks and energy savings Because of loss minimization

*Index of Terms*— Energy losses, *MATLAB*, Capacitor Bank, voltage profile, Energy Efficiency, Energy Optimization, minimization of losses..



## INTRODUCCIÓN

La ubicación de bancos de condensadores en redes de distribución en un nodo de la red de distribución es comúnmente utilizada, los beneficios que se alcanzan al utilizar esta técnica son:

- ❖ La reducción de pérdidas de energía.
- ❖ La liberación de capacidad del sistema
- ❖ El mejoramiento de los perfiles de voltaje

La implementación de un esquema de compensación de potencia reactiva en las redes de distribución que contienen un considerable número de cargas inductivas requiere de una inversión inicial y por esta razón se busca la ubicación óptima de los equipos de compensación. La complejidad de los sistemas de distribución, y la incertidumbre de la demanda vuelven a la búsqueda del óptimo un problema complejo, de gran número de combinaciones de posibles soluciones y que está sujeto a restricciones operativas, motivo por el cual se ha desarrollado una técnica de compensación que da una solución cercana al óptimo.

Actualmente se cuenta con una herramienta muy poderosa como es la utilización de software para simular el problema que se desea optimizar, además brindan soluciones cercanas al óptimo, entre estas técnicas se encuentran los algoritmos computacionales, que han sido utilizados ampliamente en los sistemas eléctricos.

El esquema propuesto busca la solución óptima al problema de la ubicación de bancos de condensadores en los sistemas de distribución, método que va a estar sujeto a la no violación de las restricciones impuestas acerca de la reducción de pérdidas y el costo de los bancos de condensadores con respecto al ahorro generado por el motivo de la minimización de las pérdidas en el sistema, a su vez esto conlleva al incremento del perfil de voltaje dentro de sus límites máximos y mínimos permitidos.

# **CAPITULO I**

## **PÉRDIDAS POR CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.**

En este primer capítulo se presenta en forma general las causas por las cuales se producen perdidas de energía en los Sistemas Eléctricos de Distribución, así como la clasificación de las pérdidas en los sistemas de baja tensión o de distribución.

### **1.1. Pérdidas en Redes de Distribución.**

Las pérdidas de energía se hacen presentes en los distintos elementos que forman parte de la red, estos se producen, en condiciones normales de funcionamiento, y son conocidos como pérdidas técnicas. De igual manera se dan perdidas en la red de energía por acciones que son ajenas a la operación de la misma.

La óptima operación de una red está sujeta tanto a su dimensionamiento y a su operación y en particular a las pérdidas que en ella se producen. Las pérdidas en distribución es un problema muy serio, con resultados que se derivan en deficiencias operativas de las Empresas de Distribución, que dan como resultado mayores costos internos tanto de operación como de mantenimiento, impacto que se ve reflejado en las tarifas eléctricas y sobre los ingresos por facturación de energía que dejan de percibir las empresas.

Las pérdidas de energía se convierten en un problema social, ya que la reducción de las mismas generaría la liberación de recursos económicos que podrían ser invertidos según las prioridades de desarrollo del país.

La reducción de pérdidas de energía eléctrica se convierte a su vez en una mayor disponibilidad de energía y menores gastos de operación para un mismo beneficio social y económico de consumo de electricidad, situación que implica, a nivel del sector energético, una mayor utilización de energía primaria y una eventual disminución de inversiones en el sector.[1]

De lo expuesto anteriormente podemos dividir las pérdidas de energía en dos

grupos relevantes:

- Pérdidas Técnicas.
- Perdidas No Técnicas.

Debido a la existencia de estas dos clases de pérdidas las últimas cifras que presenta el Ministerio de Electricidad y Recursos Renovables son los siguientes:

**TABLA1.1 : Pérdidas de energía a nivel de distribuidoras<sup>1</sup>**

<b>PÉRDIDAS DE ENERGÍA</b>		
<b>Distribuidora</b>	<b>DICIEMBRE 2013 (%)</b>	<b>FEBRERO 2014 (%)</b>
CNEL	19,18%	19,01%
E.E. Ambato	6,20%	6,19%
E.E. Azogues	4,85%	4,74%
E.E. Centro Sur	6,75%	6,64%
E.E. Cotopaxi	5,77%	5,90%
E.E. Galápagos	7,57%	8,76%
E.E. Norte	11,16%	10,48%
E.E. Quito	6,06%	6,09%
E.E. Riobamba	10,20%	10,09%
E.E. Sur	11,26%	11,05%
E.E.P. de Guayaquil	12,14%	12,41%
<b>NACIONAL</b>	<b>12,64%</b>	<b>12,65%</b>

Como se puede apreciar en la “TABLA 1.1” los índices por perdidas de energía están por encima de lo que se propone en la regulación No CONELEC-003/99 descrita en el **ANEXO A**.

### **1.1.1 Pérdidas Técnicas.**

Las pérdidas técnicas en las redes constituyen en si una parte de la energía que no es aprovechada en su totalidad y que el sistema necesita para su funcionamiento, en otras palabras, es la energía que se pierde en los diferentes puntos del sistema como: equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que

---

<sup>1</sup> [http://www.energia.gob.ec/wp-content/uploads/2013/08/PERDIDAS201404\\_2.png](http://www.energia.gob.ec/wp-content/uploads/2013/08/PERDIDAS201404_2.png)

sirven para transportar y transformar la electricidad , y pueden ser determinados por métodos de medida y analíticos con las herramientas que disponen las diferentes empresas distribuidoras, sean éstas hardware, software, instrumentos de medición, entre otros.

Las pérdidas en la red representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y en la etapa de distribución como consecuencia del calentamiento natural que sufren los alimentadores que se encargan del transporte de la electricidad desde las plantas de generación.[2]

Esta clase de pérdidas es muy común en los sistemas de distribución de energía y no pueden ser mitigadas totalmente; sólo pueden reducirse mediante la implementación de mejoras en la red.

Para lograr un plan adecuado para el control y reducción de pérdidas técnicas, se debe tomar en cuenta los siguientes lineamientos:

- Diagnóstico del estado actual.
- Proyección de la carga.
- Revisión de los criterios de expansión.
- Estudios de flujos de carga para optimizar la operación de líneas y redes.
- Analizar la ubicación óptima de transformadores y usuarios.
- Realizar estudios de reconfiguración de alimentadores primarios.[2]

En resumen se puede decir que las pérdidas técnicas se presentan en cualquier punto del sistema eléctrico de distribución, en el que se tengan efectos electromagnéticos o que sus elementos presenten resistencia al paso de la corriente eléctrica.

Estas pérdidas se deben a fenómenos físicos, propios de los componentes del sistema eléctrico, relacionados el transporte y transformación de la electricidad y se manifiestan mediante calor que se disipa como energía que no puede ser aprovechada.[3]

Las pérdidas técnicas de electricidad en las redes de distribución, suelen clasificarse, por la causa que las originan en:

#### **1.1.1.1 Pérdidas Fijas.**

Se presentan en el sistema solo con energizar el circuito o el transformador en el cual se producen. Este tipo de pérdidas se producirán en el sistema aunque la carga conectada a ellos fuera nula, en este tipo de pérdidas se distinguen dos en particular:

**Efecto Corona.-** Es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de media tensión y se presenta como un brillo tanto alrededor del conductor como de las protecciones.

Su origen es provocado por la ionización del aire alrededor del conductor debido a los altos niveles de voltaje en la línea. Ha este fenómeno también se lo considera un fenómeno físico ya que en el momento que las moléculas que componen el aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire. Esta circulación ocasiona un incremento de temperatura en el gas, que se tornará de un color rojizo para niveles bajos de temperatura, o azulado para niveles altos. La intensidad del efecto corona, por lo tanto, se puede cuantificar según el color del halo, que será rojizo en aquellos casos leves y azulado para los más severos.[4]

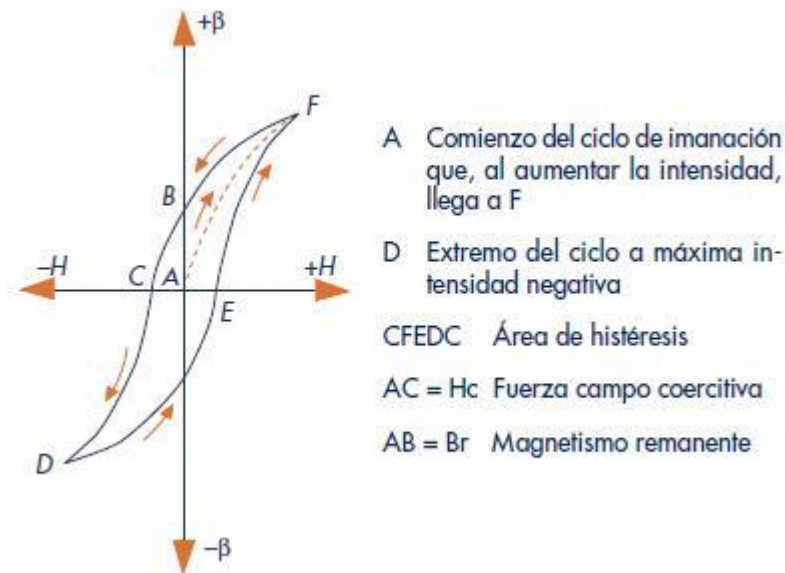


**FIGURA 1.1: Efecto Corona En Aislador Tipo Cadena2**

---

<sup>2</sup> [http://i.ytimg.com/vi/si-jX1\\_famE/default.jpg](http://i.ytimg.com/vi/si-jX1_famE/default.jpg)

**Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.**-Debido a la potencia consumida en la magnetización del núcleo, debido a esto se la considera como potencia perdida en la imantación del núcleo del transformador y se la conoce como perdida por histéresis.



**FIGURA 1.2: Curva de Histéresis 3**

Los equipos eléctricos están formados por pedazos de conductor que se mueven en un campo magnético o están situados en un campo magnético variable, dando lugar a corrientes inducidas que circulan por el conductor, estas son conocidas como corrientes parasitas y son corrientes que generan pérdidas.[2]

#### **1.1.1.2 Perdidas Variables.**

Estas son ocasionadas por el efecto Joule o calentamiento de los conductores por la circulación de la corriente eléctrica a través de un conductor y la resistencia que ofrece el mismo al paso de la corriente.

La ley de Joule enuncia que: el calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente.[2]

---

<sup>3</sup> <http://www.monografias.com/trabajos82/perdidas-transformador-monofasico/image006.jpg>

$$E = I^2 * R * t \text{ (Watt)} \quad (\text{Ecuación 1.1})$$

Los efectos ocasionados por esta causa son los siguientes:

- Calentamiento de cables.
- Calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución.

### **1.1.2 Pérdidas No Técnicas.**

Estas pérdidas se dan por la manipulación en las redes de energía o por la mala gestión en el sistema de registro y facturación. Debido a esta razón todas las empresas distribuidoras de energía eléctricas registran pérdidas en las redes. Es decir, un porcentaje de la energía comprada no está siendo facturada. Los equipos de medición no lo contabilizan como energía entregada al usuario, y por lo tanto, no puede ser objeto de cobro. Por lo tanto, las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, ésta es utilizada por algún usuario que es abonado de la empresa distribuidora o no, la misma que solo recibe una parte o ninguna remuneración económica por la energía suministrada.

Por esta razón, se puede resumir las pérdidas No Técnicas en las siguientes:

- Consumo de usuarios no abonados o contrabando.- es la conexión directa entre el usuario y la red, sin haber firmado un contrato o acuerdo con la empresa distribuidora de energía.
- En este grupo también se encuentran los usuarios que teniendo un contrato con la empresa distribuidora alteran los equipos de medición, de manera que se tiene una medida parcial y en algunos casos nula de la energía consumida por el usuario.
- Error en la contabilización de energía.- son todos los errores de medición en los contadores de energía, error en la lectura y facturación de abonados excluyendo de este grupo a los casos de adulteración de los equipos de medición,

- Error en consumo estimado.-comprende a todos los abonados que por cualquier motivo no pudo ser tomada la lectura del contador de energía y se procedió a una estimación del consumo de energía ,también están los usuarios que no disponen de un contador de energía y tienen un servicio provisional que es conocido como Servicio Convenido, en el cual el usuario de mutuo acuerdo con la empresa cancele un valor mensual a la empresa por concepto de servicio eléctrico , dicho valor es calculado mediante un levantamiento de carga.
  
- Error en consumo propio de las empresas distribuidoras.- comprende la energía consumida y no contabilizada por la empresa encargada de la distribución. Incluye generalmente el consumo no medido de auxiliares de subestaciones, alumbrado público, etc.[2]
  
- Ineficiencia administrativas de la empresa.-es evidente que un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estrictamente periódica, procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales son un reflejo de la capacidad administrativa de la empresa distribuidora, o la falta de mecanismos legales para actuar en estos casos, así tenemos:[2]
  - Por medición deficiente del consumo,
  - Por facturación incorrecta de los usuarios.

Toda clase de pérdidas de energía tienen efectos negativos para las empresas de distribución. , ya que estas ocasionan gastos adicionales a las Empresas Distribuidoras que deben comprar más energía a las Generadoras para poder satisfacer la demanda. La reducción de las pérdidas no técnicas, por lo tanto, reduce el volumen de energía que las empresas de distribución deben adquirir para satisfacer la demanda aparente que no puede facturar, y aumenta el volumen de energía eléctrica efectivamente vendida.



## 1.2 Energía Reactiva

Las reactancias de los sistemas de distribución de energía eléctrica son esencialmente inductivas, así como sus cargas. Estas cargas inductivas consumen energía reactiva del sistema para producir campos magnéticos en bobinas y condensadores.

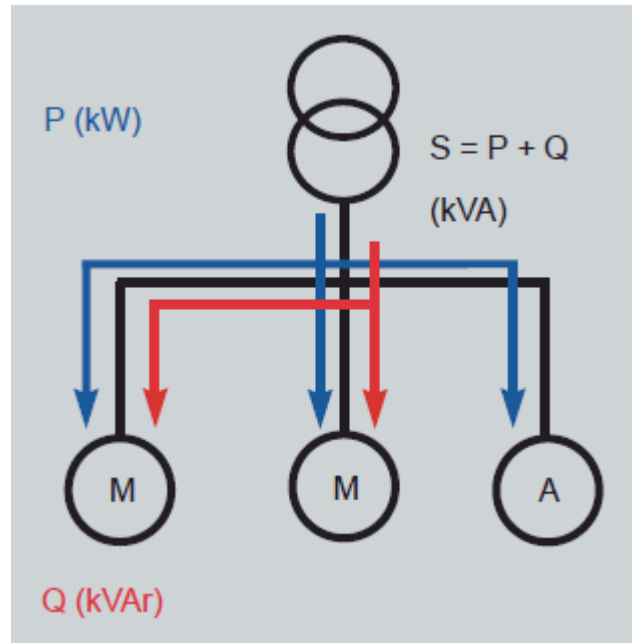


FIGURA 1.4: Consumo de energía reactiva en un sistema eléctrico<sup>4</sup>

La energía reactiva es una deficiencia de los sistemas eléctricos, puesto que no se transforma en otro tipo de energía que se pueda aprovechar, y por tanto, no puede ser utilizada por los equipos que están conectados al sistema. Además, la energía reactiva afecta directamente al factor de potencia y a su vez reduce la capacidad de los sistemas eléctricos generar energía útil o activa, siendo esta una de las causas de los cortes en el servicio de energía eléctrica.

Estos efectos de la energía reactiva se reflejan en un sobredimensionado de la infraestructura eléctrica, los cuales deben ser diseñados para soportar mayores valores de corrientes y potencias, dando como resultado el encarecimiento de los sistemas eléctricos, tanto en mantenimiento como en operación lo cual repercute

---

<sup>4</sup> <http://www.schneider-electric.com>

finalmente sobre los usuarios, y en la facturación. [5]

La energía reactiva se encuentra representada por la expresión:

$$Q = U * I * \text{SEN } \phi \quad (\text{Ecuación 1.2})$$

Pero en los circuitos eléctricos no solo actúa la energía reactiva, ya que para el funcionamiento de diferentes equipos que están conectados a la red, se hacen presentes dos componentes más:

- ❖ Potencia Activa.
- ❖ Potencia Aparente.

### 1.2.1 Potencia Activa.

Es conocida como Potencia Efectiva, se la representa con la letra (P) y se expresa en Watios (W). Es la potencia de un circuito que necesita para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo, la origina la componente de la corriente que está en fase con la tensión. Esta potencia es la que consume la red de energía.

La potencia activa P, por originarse por la componente resistiva, es un vector a cero grados, como se puede apreciar:

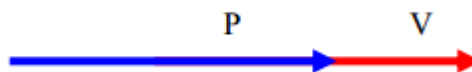


FIGURA 1.5: Representa la potencia activa (P) en fase con la tensión (V).<sup>5</sup>

### 1.2.2 Potencia Aparente.

La potencia aparente es la suma, de la potencia activa y la aparente. Estas dos potencias representan la potencia total que se toma de la red de distribución eléctrica,

---

<sup>5</sup> tesis.ipn.mx/xmlui/bitstream/handle/123456789/7201/38.pdf?sequence...

que es igual a toda la potencia que entregan los generadores en las plantas eléctricas.

Esta potencia es transportada a través de los cables de la red de distribución para llegar hasta los usuarios, es decir hasta las cargas finales sean, hogares, fábricas, industrias, etc. Su unidad de medida es el VA.

Estas potencias se pueden representar perfectamente mediante un triángulo de potencias, el ángulo entre la potencia aparente y la potencia activa define el desfase entre la tensión (U) y la intensidad (I) y su coseno es equivalente al factor de potencia (FP).

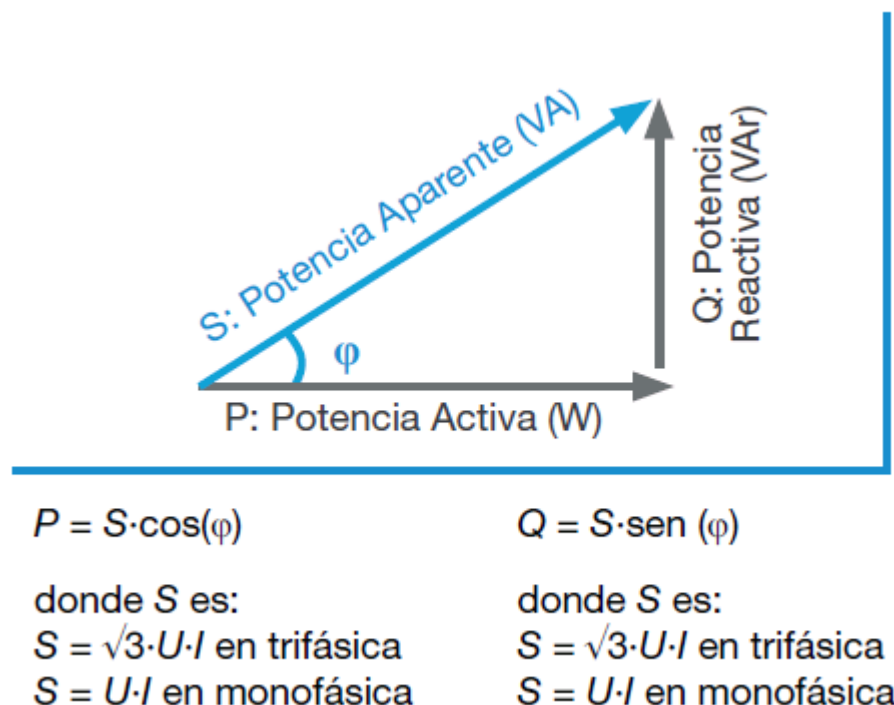


FIGURA 1. 6 : Triangulo de Potencias.[6]

### 1.3 Factor de Potencia

El factor de potencia es la capacidad de aprovechar la energía, el cual puede estar entre 0 y 1.0 siendo la unidad (1.0) el valor óptimo del Factor de Potencia y por lo tanto indica un mejor aprovechamiento de energía.

El factor de potencia se define en términos generales, como el desfaseamiento o no entre la corriente con relación al voltaje .[7]

De igual manera se puede afirmar que el Factor de Potencia (FP) es la relación entre la potencia activa P(KW) con la potencia aparente S (KVA), es decir el porcentaje de potencia que se transforma en trabajo (P) de la potencia total (S), que es requerida por la carga y se puede representar con la ecuación :

$$FP = \cos \phi = \frac{P(KW)}{S (KVA)} \quad (\text{Ecuación 1.3})$$

A continuación se pone a consideración una tabla donde están consideradas las cargas más comunes con sus respectivos valores de Factor de Potencia.

**TABLA 1.2: Factor de Potencia en cargas más comunes.**  
**FUENTE: AUTOR**

Aparato	Carga	Cos $\phi$
Motor asíncrono	0%	0,17
	25%	0,55
	50%	0,73
	75%	0,80
	100%	0,85
Lámparas incandescentes		1
Lámparas fluorescentes		0,5
Lámparas de descarga		0,4 a 0,6
Hornos de resistencia		1
Hornos de inducción		0,85
Máquinas de soldar por resistencia		0,8 a 0,9
Soldadora de arco monofásica		0,5
Soldadora de arco con transformador-rectificador		0,7 a 0,9
Hornos de arco		0,8

En muchas instalaciones eléctricas industriales, existen excesivos consumos de corriente, este consumo es más crítico cuando se trabaja con motores (carga inductiva), que ocasionan un gran consumo de corriente reactiva en especial en el

momento del arranque, esta energía que no se consume en su totalidad no genera un trabajo útil es la que normalmente es penalizada por las empresas que distribuyen energía.

El factor de potencia es un concepto que determina la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo útil. El valor óptimo para el factor de potencia es 1, esto nos da a entender que toda la energía consumida ha sido transformada en trabajo. Caso contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa que hace falta un mayor consumo de energía para producir un trabajo determinado.[8]

### **1.3.1 Corrección del Factor de Potencia.**

La presencia de cargas industriales en las redes de distribución de energía eléctrica por su naturaleza eléctrica es reactiva, debido a la presencia de motores, transformadores, lámparas fluorescentes, hornos etc.

Al consumo de potencia activa  $P$  (KW) se debe agregar el consumo de un componente de potencia reactiva  $Q$  (KVAR), la presencia de estas dos determinan el comportamiento operativo de los equipos que se encuentran conectados a la red.

La potencia reactiva generalmente es suministrada por las empresas de distribución, aunque también puede ser entregada por los propios clientes industriales. Cuando la energía reactiva es entregada por las empresas de electricidad deberá ser producida y transportada por las redes, ocasionando necesidades de inversión en capacidades mayores de los equipos y redes de transmisión y distribución.

La energía reactiva, por su naturaleza no produce un trabajo óptimo en los equipos, pero su efecto no es únicamente negativo de hecho se la necesita para producir el flujo electromagnético que pone en marcha a elementos tales como: motores de inducción, transformadores elevadores, reductores, de control y de distribución, lámparas fluorescentes, equipos de calefacción, equipos de ventilación, equipos de refrigeración. Ahora el problema se torna significativo cuando en los centros de

carga existen una gran cantidad de equipos que consumen energía reactiva, ya que esto ocasiona que la demanda de potencia reactiva también se incremente, (a mayor número de equipo que consume potencia reactiva, más potencia reactiva se requiere) lo cual tiene una incidencia directa en el factor de potencia. [9]

Para la corrección del factor de potencia existen algunas alternativas, las cuales ponemos a consideración:

- Ubicación de Bancos de condensadores.
  - Compensación global.
  - Compensación Parcial.
  - Compensación Individual.
- Minimizar la operación de motores en vacío o con poca carga.
- Evitar la operación de equipo por debajo de su voltaje nominal.
- Reemplazar motores estándar por motores eficientes en energía. Aún con la implementación de estos motores eficientes en energía, el factor de potencia es afectado por la variación que existe en la carga. Un motor debe trabajar cerca de su capacidad nominal para obtener un alto factor de potencia.

### **1.3.2 Cargas que inciden directamente en el Factor de Potencia.**

Las principales cargas que inciden de forma negativa sobre el factor de potencia son aquellas que son de origen inductivo es decir que trabajan con bobinas, estas cargas por ser de naturaleza no lineales contaminan la red de transporte, ya que el efecto inmediato es el desfasamiento de la corriente en relación al voltaje y esto ocasiona un efecto negativo sobre el factor de potencia de la instalación y de la red. [10]

#### **1.3.2.1 Motores de inducción.**

La presencia de estos motores son por lo general la causa de un bajo factor de potencia, acompañado por la gran cantidad de equipos que están instalados en los centros industriales, además por la naturaleza de estas cargas necesitan de una potencia reactiva para la magnetización de sus bobinados, ya que están formados por

inductores o bobinas que permiten el funcionamiento y movimiento del rotor del motor. Esta clase de motores pueden estar sometidos a dos circunstancias relevantes.

**Motores operando en vacío.-** Los motores eléctricos consumen prácticamente la misma cantidad de energía reactiva necesaria para mantener su campo magnético, cuando opera en vacío o a plena carga. Entretanto, no sucede lo mismo con la energía activa, ésta es directamente proporcional a la carga mecánica solicitada al motor. Así, cuanto menor sea la carga mecánica solicitada, menor será la energía activa consumida, consecuentemente menor el factor de potencia.[7]

**Motores sobredimensionados.-** Es una práctica muy común el reemplazo de un motor de una determinada potencia por otro de mayor potencia, principalmente en los casos de mantenimiento y reparación, en casos la sustitución temporal pasa a ser definitiva, sin saber que un sobredimensionamiento exagerado provocará una disminución considerable en el factor de potencia.

#### **1.3.2.2 Transformadores operando en vacío o con pequeñas cargas.**

A diferencia de los motores, los transformadores, cuando se encuentran operando en vacío o abasteciendo a pequeñas cargas, consumen una elevada cantidad de energía reactiva, en comparación con la energía activa, lo que ocasiona una pérdida considerable en el Factor de Potencia.

#### **1.3.2.3 Transformadores sobredimensionados.**

El sobredimensionamiento se lo hace con el propósito de proteger el transformador en el caso de que exista un crecimiento desproporcionado de la demanda de energía, donde la demanda de potencia es mucho más grande que la potencia nominal utilizada por el transformador en condiciones estables de operación, o para la protección contra sobrecorrientes eventuales y de poca duración.

Ahora el problema radica cuando grandes transformadores alimentan cargas pequeñas, lo cual disminuye significativamente el factor de potencia e implica un elevado consumo de potencia reactiva.

#### **1.3.2.4 Lámparas de vapor de mercurio, lámparas fluorescentes, etc.**

Generalmente estas lámparas para su arranque requieren de una inductancia o de un transformador, y debido a la presencia de estos elementos por su naturaleza inductiva conllevan un aumento en el consumo de energía reactiva y sumado a la presencia de varias de estas lámparas se tendrá una mayor demanda de energía reactiva y como consecuencia se produce un factor de potencia bajo.

#### **1.3.2.5 Hornos eléctricos de arco voltaico.**

El factor de potencia en estas máquinas oscila entre 0.5 y 0.85, en este tipo de cargas se someten a un periodo de tiempo en el cual se estabiliza la corriente. El bajo factor de potencia de estos equipos se debe a dos razones: Al energizarse el arco al tiene menor conductibilidad, de tal forma que la corriente se atrasa con respecto al voltaje. Cuando el arco está en cortocircuito, es necesario que el equipo este disponga de una reactancia para limitar la intensidad de corriente a un valor fuera de peligro, siendo la presencia de esta reactancia la causa de un bajo factor de potencia.

#### **1.3.1.6 Soldadoras eléctricas de corriente alterna.**

Estas máquinas presentan la particularidad producir un bajo factor de potencia, debido a que en su parte constructiva constan con una reactancia interna, para limitar las corrientes de cortocircuito en el momento que se produce el arco, debido a la presencia de esta reactancia se produce un factor de potencia bajo.

#### **1.3.1.7 Nivel de voltaje por encima del nominal.**

Esto se da cuando la tensión de trabajo del motor está por encima del voltaje nominal con el que trabaja el motor de inducción, por esta razón se da el aumento de consumo de energía reactiva y, por tanto, disminuye el factor de potencia.

### **1.4 Pérdidas por consumo de energía reactiva.**

En los sistemas de distribución mientras mayor sea la cantidad de energía reactiva



consumida por las cargas el factor de potencia se aleja de su valor optimo que es la unidad y como la potencia activa o real es constante (P), se necesita incrementar la intensidad de corriente para cumplir con la demanda requerida por el sistema, este aumento de la corriente a su vez ocasiona un incremento en las pérdidas por calentamiento o efecto Joule que está dada por la expresión (1.1). Las pérdidas por efecto Joule se manifiestan en:

- Calentamiento de cables.
- Calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución.
- Equipos de protección que se disparan sin razón aparente.

Uno de los problemas inevitables ha causa el sobrecalentamiento por efecto Joule es el desgaste que sufre el aislamiento de los conductores, debido a este incremento en la intensidad de corriente se disminuye la vida útil de los equipos y es una de las causas que ocasiona cortocircuitos.

Además este tipo de fenómeno ocasiona las siguientes desventajas:

- Aumento en el calibre de los conductores.
- Mayor dimensionamiento en equipos de protección.
- Disminuye la vida útil tanto de conductores como de equipos que sean considerados como cargas inductivas

#### **1.4.1 Fuertes caídas de tensión**

El aumento en la corriente que circula a través de los conductores debido a la presencia de energía reactiva derivan directamente en la entrega deficiente del suministro de potencia hacia las cargas tales como: motores, hornos, equipos de suelda,etc. Estas cargas sufren un efecto que se ve reflejado en una disminución en su potencia de salida.[8]

### 1.4.2 Penalización por consumo de energía reactiva.

Debido al consumo de energía reactiva se genera un bajo factor de potencia, esto implica pérdidas de energía en los sistemas de distribución, es aquí donde la empresa distribuidora de energía eléctrica se ve en la obligación de penalizar al abonado que no dispone de una infraestructura adecuada que pueda proporcionar un consumo eficiente de energía, por este motivo las empresas distribuidoras se ven obligadas a imponer una penalización por consumo deficiente de energía eléctrica o que el mismo usuario tome las medidas respectivas para corregir el factor de potencia, problemas asociados por este motivo son :

- Incremento de la facturación por mayor consumo de corriente.
- Penalización de hasta un 120% del costo de la facturación por parte de la empresa distribuidora en este caso la Empresa Eléctrica Quito.

Según la normativa vigente de nuestro país cuando el factor de potencia tenga un valor inferior a 0.92, la empresa distribuidora de energía eléctrica tendrá derecho a cobrar al usuario una penalización o cargo[7]. La penalización por bajo factor de potencia será igual a la facturación mensual correspondiente a: consumo de energía, demanda, pérdidas en transformadores y comercialización multiplicada por el siguiente factor:

$$BFP = \left( \frac{0.92}{FPr} \right) - 1 \quad (Ecuación 1.4)$$

Donde:

BFP = Factor de penalización por bajo factor de potencia

FPr = Factor de Potencia registrado

## **CAPITULO II**

### **COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.**

En este capítulo se pretende realizar una descripción de los métodos que existen para mejorar el uso de la energía. Como se analizó en el capítulo I los efectos y pérdidas ocasionadas por la presencia de energía reactiva puede traer serias consecuencias tanto a la red de energía como a las instalaciones de los consumidores finales.

Es necesario tener claro los procedimientos y alternativas que se pueden implementar ante la presencia de un bajo factor de potencia debido a la existencia de un elevado componente reactivo en el sistema.

#### **2.1 Métodos de optimización de potencia reactiva en circuitos de distribución.**

En las frecuentes maniobras que realiza un sistema eléctrico debido al transporte de energía se presentan, situaciones en la que la demanda excesiva de reactivos sobrepasa la aportación que depende de algunos elementos de la red, obligando a los generadores a disminuir su factor de potencia para poder cumplir con el suministro de reactivos complementarios. La principal función de la compensación reactiva es que la potencia aparente sea lo más cercana a la potencia activa.[9]

Los métodos más comunes para la compensación de energía reactiva son:

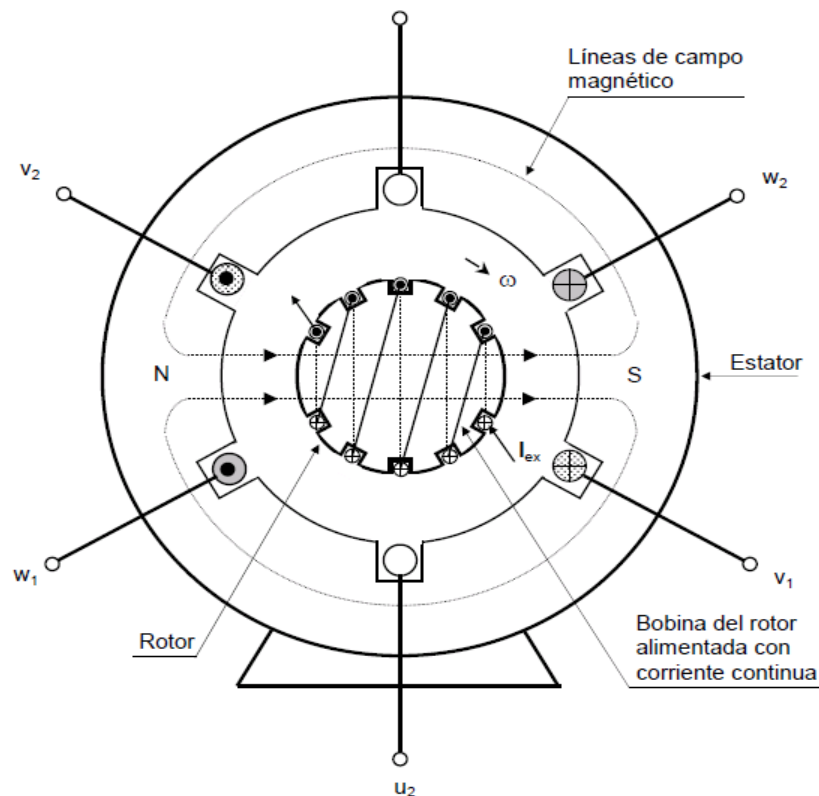
- Por intermedio de motores síncronos.
- Por medio de condensadores estáticos.

##### **2.1.1 Maquina Sincrónica.[44]**

Una de las principales características de los motores síncronos es que pueden tener un comportamiento como generadores de energía reactiva ( kVAr). Su capacidad para generar kVAr depende esencialmente de su excitación y de la carga conectada, por lo general cuando operan en baja excitación no genera los suficientes reactivos para complementar sus requerimientos y a falta de este recurso, toma esta

energía faltante de la red. Cuando operan sobrecitados cumplen con sus requerimientos de energía reactiva y pueden además entregar kVAr a la red; en este caso son utilizados como compensadores de bajo factor de potencia.[10]

Ha continuación se presenta un esquema representativo de la maquina síncrona:



**FIGURA 2.1: Esquema de un motor síncrono.<sup>6</sup>**

En la figura solo se muestran seis ranuras, y sobre cada una se ubica un terminal, y con el terminal opuesto se encuentra formando una bobina de tal manera que la disposición de las bobinas es la siguiente:

Bobina 1:  $u_1 - u_2$

Bobina 2:  $v_1 - v_2$

Bobina 3:  $w_1 - w_2$

---

<sup>6</sup> PALACIOS, Víctor, Análisis y estudio energético para mejorar la calidad del servicio eléctrico en la fábrica "Textil San Pedro", Tesis EPN Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Febrero 2009.

De manera que variando la carga de un motor sincrónico, se puede regular el consumo de energía reactiva y a su vez su factor de potencia.

Es recomendable tener una o más maquinas sincrónicas sobrexcitadas, es decir con la carga en adelanto en el sistema puede ser útil por las siguientes razones.

- Como las líneas de media tensión llevan menos corriente, pueden ser de menor calibre, esto reduce significativamente el costo del sistema de distribución que son mucho más bajos.
- Por otra parte, si se necesita que un motor sincrónico funcione con un factor de potencia adelantado, esto significa que el motor debe trabajarse sobrexcitado. Todo motor en cualquier aplicación se supone que trabaja sobrexcitado de manera continua para lograr la disminución en el consumo de potencia reactiva y para incrementar su momento de desenganche. Pero algo que se debe tomar muy en cuenta sobre el
- motor, es que al trabajar sobrexcitado tiene una mayor corriente de campo y un flujo alto, ocasionando un significativo calentamiento del rotor.
- Una carga en adelanto (motores síncronos) puede entregar algo de potencia reactiva  $Q$  a cargas en atraso cercanas, en lugar de las que deben venir del generador. Puesto que la potencia reactiva no tiene que recorrer la larga y alta resistencia de las líneas de transmisión se reduce y las pérdidas del sistema de potencia son mucho más bajas.[11]

Como conclusión la variación de la carga como método para minimizar las pérdidas por consumo de energía reactiva no es la más acertada, ya que la carga no es un parámetro que se pueda manipular fácilmente, o se la pueda controlar a conveniencia.

### **2.1.2 Condensadores Estáticos.**

Éstos son elementos eléctricos que, instalados correctamente y con el valor adecuado, compensan la energía reactiva necesaria requerida por la instalación interior, elevando el Factor de Potencia por sobre los valores exigidos. [12]

El uso de los condensadores estáticos es una herramienta muy útil al momento de compensar el factor de potencia de una instalación, ya que los condensadores estáticos realizan el despacho de energía reactiva desde la red y no desde la generación, aparte de resultar un método sencillo y económico.[13]

Los condensadores estáticos reciben esta denominación, debido a que no tiene partes móviles. El método para disminuir el componente reactivo por medio de condensadores estáticos, es el más recomendable para plantas industriales .[14]

#### **2.1.2.1 Ventajas de los Condensadores Estáticos.**

- a. Aumento de la potencia disponible, considerando todo lo que se produce como energía adicional para compensar las pérdidas, si se corrige el factor de potencia, parte de esa energía podría utilizarse para solventar la demanda de energía
- b. Un banco de condensadores es un equipo de alto rendimiento, razón por la cual es una solución en la Industria.
- c. El mantenimiento para esta clase de equipos es mínimo, y la eficiencia de los condensadores no disminuye por falta del mismo.
- d. Es el equipo que más rápidamente se amortiza, como no tiene gasto de operación y mantenimiento se debe reponer solamente la inversión inicial a partir de la recuperación de energía.
- e. La conexión del equipo al circuito es sencilla, se los puede hacer directamente a las barras de baja tensión, a la salida de los transformadores.

### **2.1.2.2 Desventaja de los Condensadores Estáticos.<sup>7</sup>**

- a. Cuando la planta está funcionando con pequeñas cargas, pueden aparecer ondas armónicas grandes por estar en resonancia el transformador con los condensadores, causando un calentamiento excesivo en los condensadores, para esto habría que desconectar los condensadores o dejar en el circuito el menor número posible para que no se produzca resonancia.
- b. Cuando un dieléctrico ha sido perforado en el condensador por cualquier motivo, en su interior se produce un cortocircuito, descomponiendo el líquido impregnante, cuyos gases produce la explosión del tanque del condensador, la solución para este caso sería el uso de fusibles rápidos individuales, el cual deberá ser del 170% de la corriente de trabajo del condensador.

Debido a que se tiene más ventajas que desventajas es el método de compensar el factor de potencia mediante banco de condensadores, es el más aconsejable para plantas industriales

## **2.2 Medidas para la compensación de reactivo en redes de Distribución.**

Pese a las pérdidas que existen en las redes por el consumo de energía reactiva, los consumidores pueden adoptar medidas para disminuir el impacto que ocasiona el consumo de componente reactivo a continuación vamos a detallar las alternativas que puede el consumidor con la finalidad de mejorar la eficiencia en el consumo de energía, y a su vez brindar un carácter más confiable al sistema de distribución.[15]

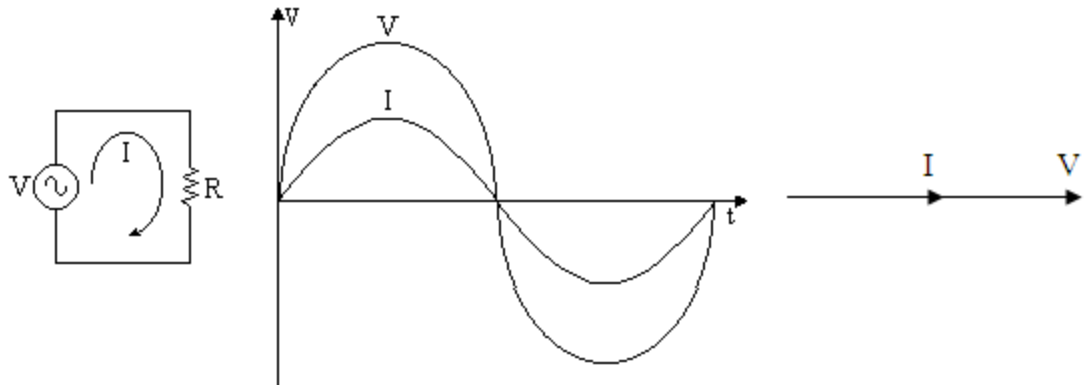
### **2.2.1 Aumento de carga resistiva.**

Las cargas resistivas como los calefactores, lámparas incandescentes, resistencias de carbón presentan la característica de que tanto el voltaje como la corriente están en fase, en este caso, se tiene un factor de potencia igual a la unidad.

---

<sup>7</sup> Idem., p.20,21

La característica de estas cargas es que el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente es cero, es decir, se encuentran en fase como se muestra en la figura 9.



**FIGURA 2.2: Comportamiento de voltaje y corriente en una carga resistiva.<sup>8</sup>**

Debido al comportamiento de las cargas resistivas y su proximidad a la unidad en cuanto se refiere al factor de potencia, podrían parecer una solución factible al momento de compensar la potencia activa con la potencia reactiva, pero un aspecto importante es el sincronismo que exista entre este tipo de cargas para poder lograr una compensación adecuada al sistema.[42]

### **2.2.2 Uso de Condensadores.**

Los condensadores son dispositivos eléctricos que están formados por dos placas conductoras aisladas y separadas por un dieléctrico. Esta clase de dispositivo puede almacenar energía en forma de campo eléctrico.

Los condensadores al conectarse en paralelo a la red eléctrica proveen la potencia reactiva que antes la suministraba la propia red, con lo cual se consigue una disminución de la corriente, por lo tanto ya no es necesario transportar toda la potencia reactiva ya que el despacho de esta potencia no se la realizara desde la fuente, en este caso la potencia reactiva será suministrada desde un punto estratégico en la red de distribución.[16]

---

<sup>8</sup> HIDALGO, Giovanni y PAGUAY. Op. Cit, p.24



En la gráfica se muestra un esquema de cómo sería la entrega de potencia tanto activa como reactiva en un sistema eléctrico.

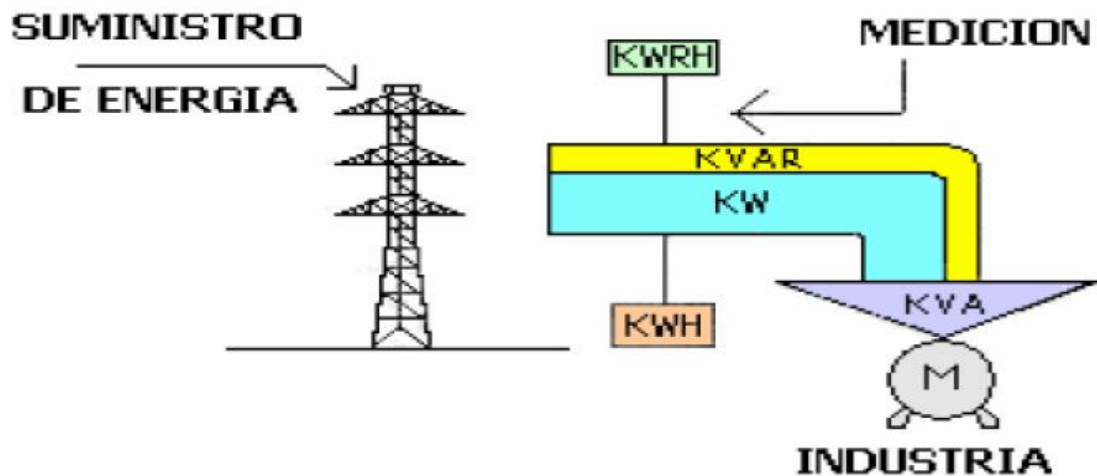


FIGURA 2.3: Despacho de energía reactiva sin compensación<sup>9</sup>

Al minimizar las pérdidas por consumos de energía reactiva se consigue una notoria mejora en el factor de potencia, en la siguiente grafica se puede entender de mejor manera la forma en que los condensadores pueden mejorar el factor de potencia.

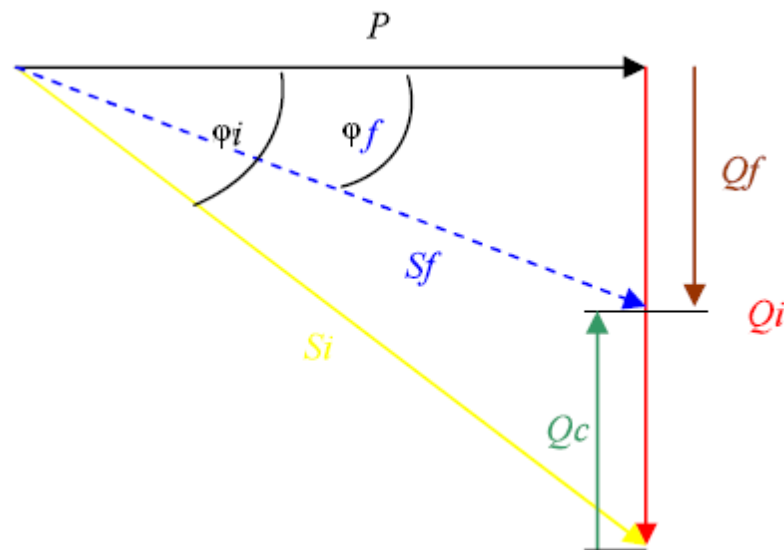


FIGURA 2.4: Corrección del factor de potencia mediante condensadores.

<sup>9</sup> ELECOND. Corrección del Factor de Potencia Catalogo General de Productos, p.5.pdf.  
www.elecond.com.ar

Dónde:

P: Potencia activa [W]

Qi: Potencia reactiva inductiva inicial [VAr]

Si: Potencia aparente inicial [VA]

$\phi_i$ : Factor de potencia inicial

Qc: Potencia reactiva capacitiva [VAr]

Qf: Potencia reactiva inductiva final [VAr]

Sf: Potencia aparente final [VA]

$\phi_f$ : Factor de potencia final

En la figura 2.4 el ángulo de fase inicial es  $\phi_i$  y el ángulo de fase final es  $\phi_f$ , el ángulo de fase final corresponde al factor de potencia que se desea alcanzar.

El valor de la potencia Qf se ha obtenido restando la potencia Qi de la potencia Qc suministrada por los condensadores.

El método para encontrar la capacidad de los condensadores que se requieren para mejorar el factor de potencia se la obtiene con la siguiente ecuación:

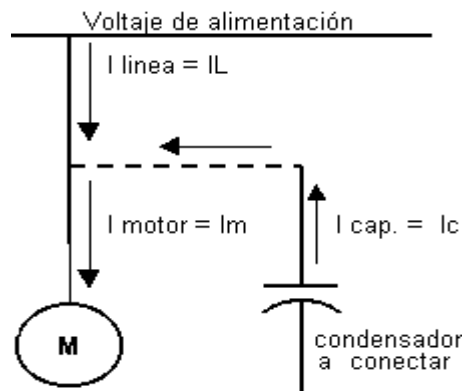
$$Q_i = P * \tan \phi_i$$

$$Q_f = P * \tan \phi_f$$

$$Q_c = Q_i - Q_f$$

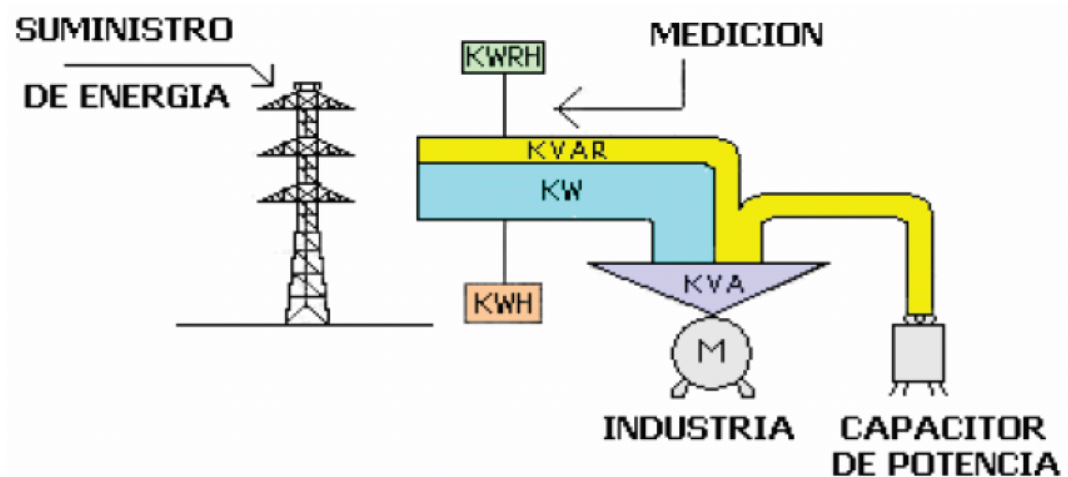
$$Q_c = P (\tan \phi_i - \tan \phi_f) \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

A continuación se muestra un esquema básico de compensación donde el grupo de condensadores esta en paralelo a la carga por compensar.



**FIGURA 2.5 Esquema básico de compensación<sup>10</sup>**

De esta manera no toda la potencia reactiva es suministrada por la empresa distribuidora, ya que con el banco de condensadores también se puede suministrar potencia reactiva desde la industria de esta manera reduciendo la facturación por exceso de demanda de potencia reactiva, con lo cual no se consume energía directamente de la fuente, en la siguiente figura se representara como se disminuye la potencia reactiva con la presencia de los bancos de condensadores.



**FIGURA 2.6: Disminución de potencia reactiva con la implementación de banco de condensadores.**

Como se puede ver en la figura 2.6 se puede ir aumentando potencia reactiva de tipo capacitivo, que puede ser proporcionado por un banco de condensadores

<sup>10</sup> <http://www.monografias.com/trabajos78/refasamiento/image008.png>

conectado en paralelo a la carga que deseemos compensar, de manera que el factor de potencia puede acercarse al valor del 100% ( $FP = 1$ ) o a la unidad, tanto como se quiera.

### **2.2.3 Regulación de voltaje.**

La regulación de tensión puede ser un problema, si en el sistema existen cargas con una demanda variable de potencia reactiva. La presencia de estas variaciones provoca cambios significativos en las tensiones del sistema, que pueden interferir con la operación eficiente de las cargas de otros consumidores. Como consecuencia de la variación en los valores de tensión la empresa distribuidora tiene la obligación de mantener las tensiones dentro de valores que garanticen la operación óptima del sistema manteniendo sus niveles de confiabilidad y calidad de servicio, manteniendo el perfil de voltaje dentro de cotas definidas. Estos límites pueden variar dependiendo de los lineamientos de la empresa distribuidora, por ejemplo, variar en un  $\pm 5\%$  de la tensión nominal en periodos largos, a límites mucho más estrictos en el caso de variaciones rápidas (flicker<sup>11</sup>). En resumen, la manera más económica de evitar estos efectos es diseñar el sistema eléctrico en función de las potencias activas solicitadas, y gestionar la potencia reactiva mediante compensadores y otros equipos que se pueden situar de forma flexible.[17]

Uno de los métodos más comunes para la regulación de voltaje es la implementación de transformadores con cambio de tomas.

#### **2.2.3.1 Transformadores con cambio de tomas.**

Generalmente los transformadores con cambio de tomas contienen un devanado en el que la conexión se puede realizarse a lo largo de varios puntos, permitiendo una regulación discreta de la relación de transformación dentro de un margen relativamente pequeño. Estos transformadores proporcionan una manera sencilla y económica de control de tensión en un sistema eléctrico. Se aplican tanto en redes de

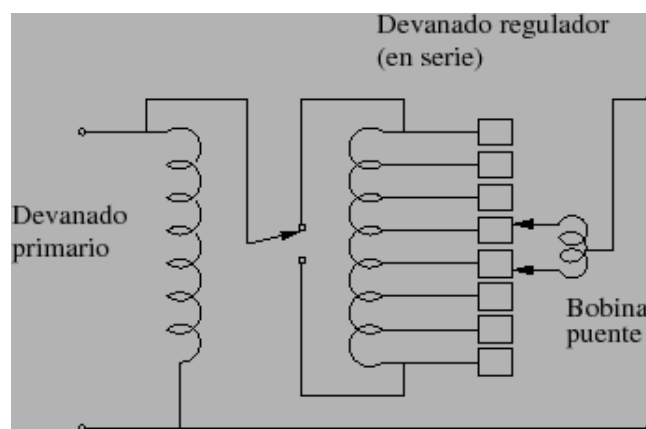
---

<sup>11</sup> El flicker son oscilaciones rápidas, en el orden de los pocos hercios, de la tensión. Su nombre deriva del molesto efecto visual causado al provocar las oscilaciones de tensión, oscilaciones en el brillo de las bombillas.

transporte como en redes de distribución.

En las redes de transporte, y debido a la naturaleza mallada de las mismas, el efecto de los transformadores con cambio de tomas sobre las tensiones en los nodos y sobre el flujo de potencia reactiva depende de la configuración del sistema. En general, para controlar la tensión de una parte del sistema es necesario operar de forma coordinada sobre todos los transformadores con cambio de tomas que conectan esa parte del sistema. Con frecuencia, los cambios de tomas se instalan en todos los transformadores que conectan subsistemas a determinada tensión.[18]

En las redes de distribución, especialmente las que son de carácter radial por sus características, las mismas simplifica el control de tensión. Este suele realizarse a lo largo de las líneas, mediante la conexión de bancos de condensadores y mediante el uso de autotransformadores reguladores. Habitualmente, estos transformadores no cambian la tensión nominal entre sus terminales, por lo que su único cometido es regular la tensión mediante el cambiador de tomas. Es común referirse a ellos por su denominaciones en ingles “boosters” o “step voltage regulators” (SVR).[19]



**FIGURA 2.7: Transformador Regulator de Tensión 12**

---

<sup>12</sup> [http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II\\_OCSE\\_RT](http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RT)

La figura 2.7 muestra el esquema tradicional de funcionamiento de un autotransformador regulador de voltaje. Como se puede observar en la figura, no existe separación entre el primario y el secundario, ya que los dos comparten uno de los bornes. El devanado regulador incorpora un cambiador de tomas, y se encuentra conectado en serie. Existen típicamente ocho tomas donde conectarse. La conexión se realiza a través de una bobina que permite tomas intermedias y un cambio progresivo entre ellas, existiendo 16 posiciones posibles repartidas a lo largo de las 8 tomas. Además a través de un interruptor puede elegirse el sentido, positivo o negativo, del incremento de tensión, gracias a lo cual se multiplica por dos el número de posiciones y se alcanzan 32 en total. El margen de regulación típico es  $\pm 10\%$  respecto a la relación de transformación nominal.

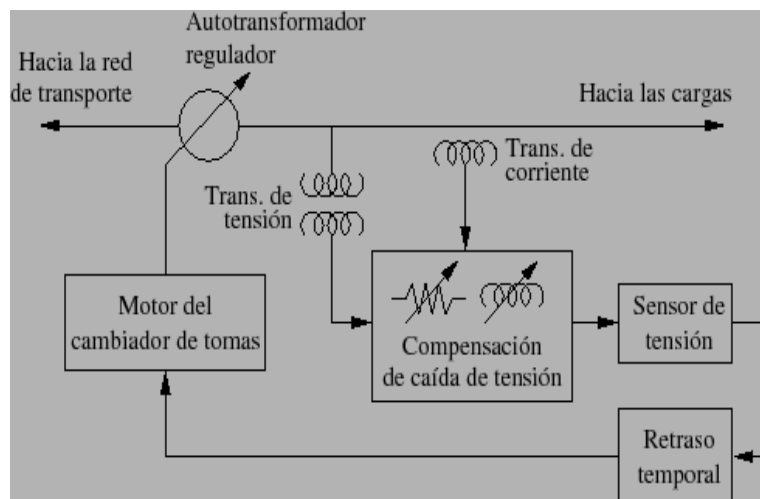
También existen los transformadores con cambio de tomas automático el cual realiza el cambio de tomas mediante un autotransformador regulador. El objetivo del trafo es conservar estable la tensión del sistema ante cualquier circunstancia que influya directamente en sus características nominales, bien en algún punto situado aguas abajo en la línea de distribución y determinado por un mecanismo llamado compensador de caída de tensión.[13]

Si el sensor de tensión detecta una desviación de voltaje con respecto a la tensión de referencia (por ejemplo un 1%), manda una orden al motor para que este realice el cambio de tomas en el secundario del transformador.

El sensor de tensión se encarga de medir la tensión en los terminales del transformador, la rectifica, la filtra, y una vez convertida en una señal de corriente continua la compara con una referencia que representa la tensión nominal del sistema.

Además se puede compensar la caída de tensión en el circuito de salida, con el fin de controlar la tensión en un punto distinto de las bornes del transformador.

El retraso temporal impide que el autotransformador responda a sobretensiones temporales o a variaciones rápidas que no necesitan corrección.



**FIGURA 2.8: Control de un Autotransformador regulador <sup>13</sup>**

Las tomas de estos transformadores proveen una alternativa conveniente para controlar el flujo de potencia reactiva entre los subsistemas de distribución. Estos pueden ser ajustados para controlar el perfil de voltajes, y minimizar las pérdidas de potencia activa y reactiva.

#### **2.2.4 Compensación de líneas.**

Este es uno de los problemas que se presentan con mayor frecuencia en las redes de distribución, especialmente si hablamos de un sistema trifásico ya que la mayoría de las cargas que se encuentran conectadas al sistema son monofásicas. La existencia de este desequilibrio en la red se traduce en la aparición de corrientes en los sistemas inverso y homopolar, que suelen tener un impacto negativo en generadores, transformadores y otros equipos.[20]

Una de las maneras de poder mitigar este efecto es teniendo un control periódico sobre las instalaciones, y sobre todo en la instalación de cargas nuevas que se van a implementar en el sistema de distribución, para de esta manera tratar de evitar la sobrecarga en cualquiera de las fases del sistema. De igual manera el personal que se encarga de realizar trabajos en la red, manejar de manera técnica las conexiones que realizan en la misma.

<sup>13</sup><http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos>

### **2.3 Selección y ubicación de bancos de capacitores.**

Los grupos de compensación de energía reactiva pueden ser instalados en varios puntos del sistema de distribución puede ser en las cargas o en la misma red, es importante mencionar que antes de instalar los bancos de condensadores se deben considerar los siguientes factores: la disposición y longitud de los circuitos y la tensión de las líneas de alimentación, tipos de cargas eléctricas, variación y distribución de las mismas. La compensación de una instalación puede realizarse de diferentes formas:[21]

- Instalación Individual
- Instalación en grupo
- Instalación global

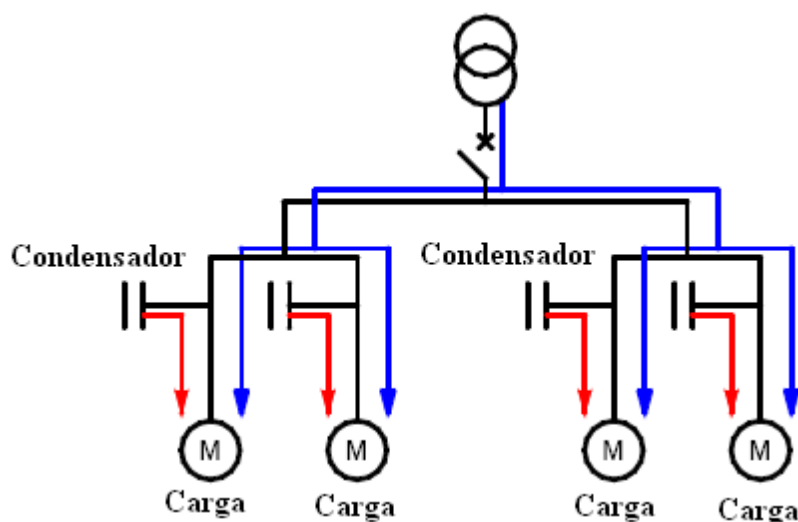
En principio, la compensación ideal es aquella que limita el consumo de energía reactiva al entorno más próximo a su creación. Pero los criterios técnico-económicos determinaran su selección y ubicación.[22]

#### **2.3.1 Instalación Individual.[43]**

La compensación individual consiste en instalar los condensadores junto a cada una de las cargas que consumen potencia reactiva, la instalación de este tipo de compensación de carga está a cargo del usuario ya que el montaje de los equipos compensadores se realizan generalmente en el interior de las instalaciones del abonado, de esta manera permitiendo corregir el factor de potencia en forma individual.

A continuación se muestra un esquema típico de compensación individual en el cual se resalta la ubicación en paralelo de los equipos compensadores con respecto a cada carga que sea de naturaleza reactiva.





**FIGURA 2.9: Sistema con Compensación Individual <sup>14</sup>**

La compensación individual es empleada principalmente en equipos que tienen una operación continua y cuyo consumo de la carga inductiva es representativo. A continuación se describen dos métodos de compensación individual:

#### **2.3.1.1 Compensación individual en transformadores de distribución**

Uno de los métodos para corregir el factor de potencia es compensar la potencia reactiva directamente en los transformadores de distribución. La potencia total del banco de condensadores se calcula para compensar la potencia reactiva absorbida por el transformador en vacío, que oscila entre el 5 al 10% de la potencia nominal del transformador

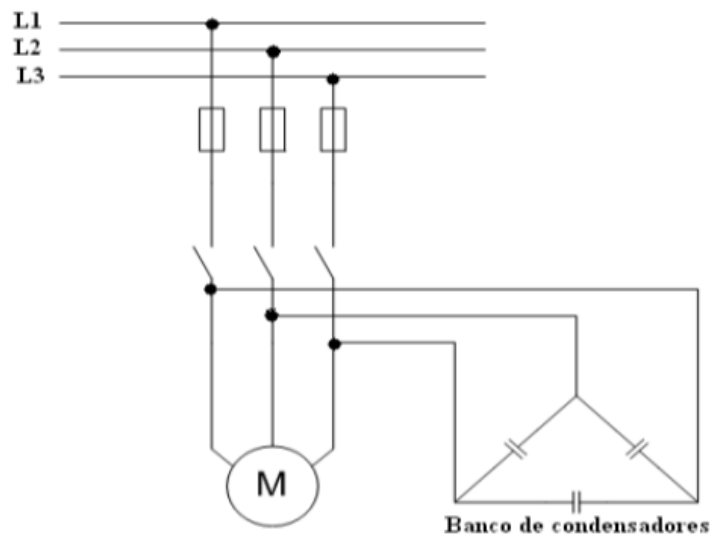
De acuerdo con las normas técnicas para instalaciones eléctricas, con el fin de evitar fenómenos de resonancia y sobretensión en vacío, la potencia total del banco de condensadores no debe exceder el 10% de la potencia nominal del transformador[23].

---

<sup>14</sup> ELECOND. Corrección del Factor de Potencia Catalogo General de Productos, p.5.pdf.  
www.elecond.com.ar

### 2.3.1.2 Compensación individual en motores eléctricos.

El método de compensación individual en motores, es el tipo de compensación más eficiente ya que el condensador se instala en cada una de las cargas inductivas a corregir, con esto se consigue que la potencia reactiva circule únicamente por los conductores cortos entre el motor y el condensador como se muestra en la figura 17.



**FIGURA 2.10: Sistema con Compensación Individual en Motores de Inducción** <sup>15</sup>

La compensación individual presenta las siguientes ventajas y desventajas : [7]

Ventajas:

- No sobrecarga el transformador.
- El arrancador para el motor puede también servir como un interruptor para el condensador eliminando así el costo de un dispositivo de control del condensador solo.
- Los condensadores son instalados cerca de la carga inductiva, la potencia reactiva es confinada al segmento más pequeño posible de la red. Por lo tanto elimina en forma completa las pérdidas resistivas por efecto Joule.
- Los condensadores son puestos en servicio solo cuando el motor está trabajando.

---

<sup>15</sup> PALACIOS, Víctor, Análisis y estudio energético para mejorar la calidad del servicio eléctrico en la fábrica “Textil San Pedro”, Tesis EPN Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Febrero 2009, p.64

- Todas las líneas quedan descargadas de la potencia reactiva.
- El uso de un arrancador proporciona un control semiautomático para los condensadores, por lo que no son necesarios controles complementarios.

Desventajas:

- El costo de varios condensadores por separado es mayor que el de un condensador individual de valor equivalente.
- Existe subutilización para aquellos condensadores que no son usados con frecuencia, es decir, cuando los motores no son usados con frecuencia.

### 2.3.2 Compensación en Grupo.

Es recomendable compensar la potencia de un grupo de cargas inductivas, la máxima compensación se obtiene cuando estas se conectan simultáneamente y demandan potencia reactiva continuamente, o bien cuando se tienen diversos grupos de cargas situados en puntos distintos, como se muestra en la figura 18. Este tipo de compensación es utilizada en centros donde existe gran concentración de carga inductiva[24]

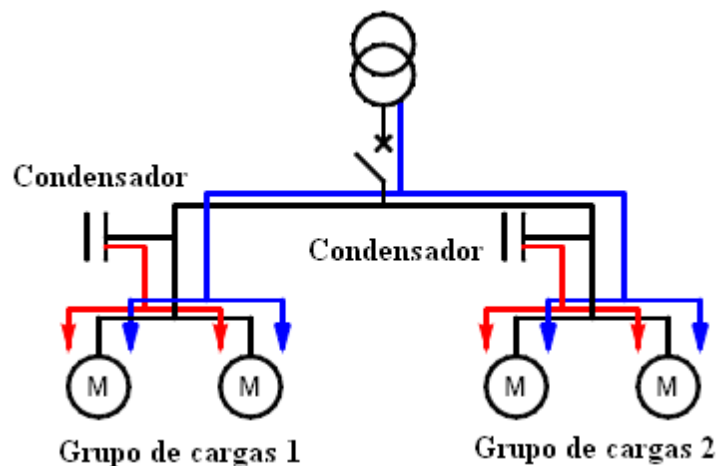


FIGURA 2.11: Sistema con Compensación en Grupo 16

<sup>16</sup> ELECOND. Op. Cit. p.5.pdf

Este tipo de compensación presenta las siguientes ventajas y desventajas.

Ventajas:

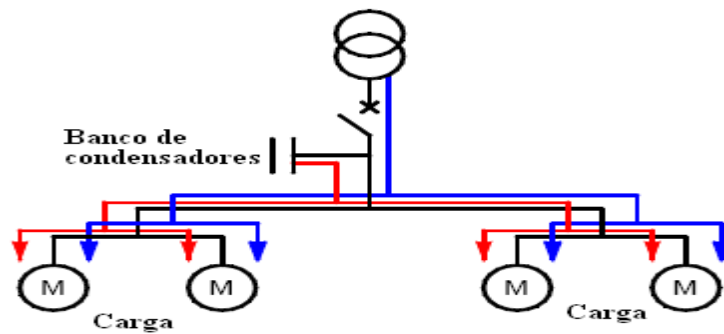
- Es posible descargar de potencia reactiva a las líneas de distribución de energía eléctrica.
- Mantiene un criterio económico al concentrar la compensación de cada sector en las líneas de alimentación principal
- El banco de condensadores se utiliza únicamente cuando las cargas están en uso.
- Se reducen los costos de inversión para la adquisición de banco de condensadores.
- Los bancos de condensadores pueden ser instalados en el tablero general de control de motores.

Desventajas:

- Presenta la desventaja de riesgo de sobrecompensación, si hay grandes variaciones de carga.
- Se presenta la desventaja de que la sobrecarga de potencia reactiva no se reduce, es decir, que seguirá circulando energía reactiva entre el centro de control de motores y los motores, por este motivo no permite una reducción del dimensionamiento de la instalación.

### **2.3.3 Compensación Global.[20]**

Este tipo de compensación ofrece una solución generalizada para generar la potencia reactiva que demanda la red y de esta manera corregir el factor de potencia, con este tipo de compensación se suministra la potencia reactiva demandada por diversos equipos con diferentes potencias y tiempos de operación la ubicación del banco de condensadores se lo puede observar en la figura:



**FIGURA 2.12: Sistema con Compensación en Global <sup>17</sup>**

La potencia total del banco de condensadores se divide en varios bloques que están conectados a un regulador automático de energía reactiva, que conecta y desconecta los bloques que sean necesarios para obtener el factor de potencia previamente programado en dicho regulador.

La compensación global presenta las siguientes ventajas y desventajas.

Ventajas:

- ❖ Suministro de potencia reactiva según los requerimientos del momento.
- ❖ Es de fácil supervisión.
- ❖ Es la alternativa más económica porque toda la instalación se concentra en un lugar.
- ❖ Mejor utilización de la capacidad de los bancos de condensadores.
- ❖ Se tiene una mejora en la regulación del voltaje del sistema eléctrico.

Las desventajas de implementar este tipo de compensación, es que las diversas líneas de distribución no son descargadas de potencia reactiva, además, se requiere de un regulador automático el banco de condensadores para compensar la potencia reactiva, según las necesidades de cada momento:

- ❖ La corriente reactiva circula por toda la instalación.
- ❖ Las pérdidas por calentamiento (Joule) se mantienen y no permite una reducción de su dimensionamiento, aguas debajo de la instalación del banco de condensadores.

---

<sup>17</sup> ELECOND.Op. Cit, p.4.pdf

### 2.3.4 Regla de los 2/3.

Las recomendaciones prácticas para la correcta ubicación de capacitores en alimentadores de distribución se fundamentan en el criterio de los 2/3, la misma que dice que se debe ubicar un capacitor de capacidad igual a 2/3 de la demanda en potencia reactiva total del sistema, y a una distancia de 2/3 de la longitud de la red.

El criterio de los 2/3 se lo aplica en alimentadores con carga uniformemente distribuida, pero en la mayoría de los casos este criterio no es aplicable, para obtener una solución al problema de la ubicación se deben tener en cuenta ciertos factores que caracterizan a cada alimentador y vuelven única cada solución.

Entre estos factores tenemos:

- ✓ Impedancias de las líneas.
- ✓ Carga discontinua y variable
- ✓ Costos de instalación y mantenimiento.
- ✓ Flujo de potencia.

Estos factores y además las restricciones de voltaje y de factor de potencia en adelante hacen que el método de los 2/3 no sea aplicable y justifica el esfuerzo que se ha realizado en la obtención de mejores soluciones y la utilización de técnicas innovadoras utilizando recursos computacionales.[25]

El criterio de los 2/3 es el más conocido de los métodos analíticos, pero este método cae en el error al asumir una carga uniforme al igual que las características de la red.

Utilizando estos métodos podemos obtener capacidades de bancos que no son nominales y ubicaciones que no representan un lugar o nodo en donde se pueda instalar en banco, con lo cual al redondear el valor y seleccionar una ubicación cercana se puede producir sobrevoltajes y valores menores en el ahorro calculado.

### 2.3.5 Selección de Condensadores.[26]

Para realizar la selección de un banco de capacitores se deben elegir los capacitores en los rangos existentes normalizados. En las Figuras 20 y 21 se presentan una lista de los valores de los bancos de capacitores más comunes existentes en el mercado de acuerdo a su tensión, cabe resaltar que en relación a las tensiones y tamaños de los capacitores, las diferentes fábricas producen equipos para tensiones normalizados más utilizados por las empresas distribuidoras de energía, aunque también los fabrican para tensiones y tamaños especiales bajo especificación del cliente.

Sin embargo, los tamaños existentes en el mercado son muy numerosos y generalmente se fabrican tanto condensadores monofásicos como trifásico en incrementos de 5 kVAr, hasta 50 kVAr, de 10 kVAr hasta 100 kVAr y en saltos de 50 kVAr hasta 300 kVAr. Tamaños mayores requieren pedidos especiales, en todo caso es importante destacar que la frecuencia de operación de los condensadores debe ser 60 Hz.

**TABLA 2.1: Capacidades de Condensadores en Baja y Media Tensión [25]**

Volts, rms (Terminal-a-terminal)	kVAr	Numero de fases	BIL kV
216	5, 7 1/2, 13 1/3, 20, y 25	1 y 3	30
240	2.5, 5, 7 1/2, 10, 15, 20, 25, y 50	1 y 3	30
480, 600	5, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60, y 100	1 y 3	30
2400	50, 100, 150, 200, 300, y 400	1 y 3	75, 95, 125, 150, y 200
2770	50, 100, 150, 200, 300, 400, y 500	1 y 3	75, 95, 125, 150, y 200
4160, 4800	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1 y 3	75, 95, 125, 150, y 200
6640, 7200, 7620, 7960, 8320, 9540, 9960, 11400, 12470, 13280, 13800, 14400	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1	95, 125, 150, y 200
15125	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1	125, 150, y 200
19920	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1	125, 150, y 200
20800, 21600, 22800, 23800, 24940	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1	150 y 200

Las capacidades estándar se encuentran definidas en la Norma IEEE 18-2002 y se las muestra en la Figura 20, los capacitores no deben ser aplicados si se violan cualquiera de las siguientes limitaciones:

- 110% del voltaje efectivo, y el pico no excede  $1.2\sqrt{2}$  del voltaje rms, incluyendo armónicas pero excluyendo transitorios.
- 135% de los kVA nominales
- 135% de la corriente nominal basada en su potencia y voltaje nominales.

#### **2.4 Análisis de costos en la implementación de medidas para la compensación de reactivo.**

El análisis económico para la implementación de un proyecto es primordial, ya que para cada proyecto o mejora que se piensa realizar a un sistema, viene acompañada de una inversión, y es muy importante, porque permitirá saber si se recuperará o no la inversión y si se pueden pagar los costos de operación y mantenimiento que aseguren la continuidad del proyecto.”<sup>18</sup> Debido a esto se hace muy necesario este tipo de análisis para conocer los métodos que permitirán evaluar el proyecto.

Este análisis sintetiza toda la información que el proyecto requerirá para que a través del estudio y análisis de métodos para evaluar proyectos, se pueda decir si el proyecto es factible o no, partiendo de este postulado basaremos la viabilidad del proyecto en los siguientes cuatro métodos:

- Valor Presente Neto / Valor Actual Neto (VPN).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).
- Relación Beneficio-Costo (B/C).
- Período de Recuperación de la Inversión.”<sup>19</sup>

---

<sup>18</sup> [www.T%2011051%20CAPITULO%203.pdf.com](http://www.T%2011051%20CAPITULO%203.pdf.com)

<sup>19</sup> CRUZ, Osáin, Evaluación Económica y Financiera de Proyectos, Noviembre 2007, p.22, [www.google.com](http://www.google.com)



### 2.4.1 Valor Presente VP.

El valor presente es un procedimiento que permite calcular el valor actual de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. El valor presente se utilizará para traer a valor presente una serie de anualidades constantes que se pagan en un lapso de tiempo definido y se determina con la siguiente expresión:[7]

$$VP = A \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (\text{Ecuación 2.2})$$

Dónde:

VP: es el valor presente

A: es la anualidad que se requiere traer a valor presente

i: es la tasa de inversión anual

n: es el periodo de años

### 2.4.2 Valor Presente Neto VPN.[7]

El valor presente neto, es el valor presente de un conjunto de flujos de efectivo futuros menos su costo de inversión y viene dado por la expresión:

$$VPN = VP - CI \quad (\text{Ecuación 2.3})$$

Dónde:

VPN: Valor presente neto

VP: Valor presente

CI: Costos de inversión

### 2.4.3 Tasa Interna de Retorno TIR.[27]

“...La tasa interna de retorno es un método para la evaluación financiera de proyectos que iguala el valor presente de los flujos de caja esperados con la inversión inicial. La tasa interna de retorno equivale a la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos (valores negativos) e ingresos (valores positivos) que ocurren en períodos regulares. . Matemáticamente se expresa, como la tasa K

requerida para que la siguiente expresión sea cero:

$$VPF_i = \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+K)^j} - F_0 = 0$$

$F_0$  = Inversión Inicial  
 $F_j$  = Flujos netos por período  
 $K$  = Tasa de descuento  
 $j$  = Período

*(Ecuación 2.4)*

También se define como la tasa (TIR), para la cual el valor presente neto es cero, o sea aquella tasa (TIR), a la cual el valor presente de los flujos de caja esperados (ingresos menos egresos) se iguala con la inversión inicial.”<sup>20</sup>

#### 2.4.4 Relación Costo Beneficio (B/C).[3]

“.....Consiste en obtener la razón entre los beneficios actualizados del proyecto y los costos actualizados del proyecto a una misma tasa de interés.

$$RCB = \frac{B}{C} = \frac{\text{BENEFICIOS DEL PROYECTO}}{\text{COSTOS DEL PROYECTO}}$$

*(Ecuación 2.5)*

Se aceptan proyectos con una relación mayor que uno”<sup>21</sup>

#### 2.4.5 Periodo de Recuperación de la Inversión.

“.....Para determinar el periodo de recuperación del capital (RC), se cuantifica el valor de la inversión inicial total del estudio, es decir los costos y los beneficios, con lo cual mediante la siguiente relación se determina el tiempo”.<sup>22</sup>

$$RC = \frac{Co}{Bi}$$

*(Ecuación 2.6)*

Dónde:

Co = Costos Iniciales

Bi = Beneficios Totales

---

<sup>20</sup> 58 CRUZ, Osáin, Op. Cit, p. 28

<sup>21</sup> CRITERIOS EVALUACIÓN, Indicadores Económicos para el Análisis de Proyectos, [www.criteriosevaluacion.com](http://www.criteriosevaluacion.com)

<sup>22</sup> CORREA, Oscar, Estudio de Reconfiguración y Optimización de los Alimentadores de la Subestación Machala Perteneciente a la Corporación Nacional de Electricidad S.A-Regional el Oro, Tesis UPS Facultad de Ingeniería Eléctrica, Cuenca, Mayo,p.110

# **CAPITULO III**

## **IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO PARA LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.**

En el capítulo 3 se realiza el planteamiento del problema de la compensación de energía reactiva mediante la óptima ubicación de bancos de condensadores en sistemas de distribución, donde se consideran los elementos que intervienen en el mismo, se desarrolla la función objetivo con sus restricciones, se complementa la función objetivo al valorar económicamente tanto el esquema de compensación como los beneficios alcanzados, la herramienta a utilizar para alcanzar este objetivo se basa en la programación no lineal la misma que aplicada al software de Matlab nos ayudara a encontrar la solución óptima.

### **3.1 Descripción del método matemático.**

El problema de ubicación óptima de capacitores en las redes de distribución se aplica en este trabajo, con los fines de comparación entre la potencia reactiva generada por las cargas inductivas conectadas a la red y el comportamiento de las mismas ante la presencia de bancos de condensadores ubicados en la red.[28]

La ubicación de la carga capacitiva, consiste en determinar la mejor configuración de instalación de capacitores en los nodos del sistema de distribución, esto es, determinar en qué nodos deben ser instalados y que tamaño deben tener dichos bancos de capacitores para reducir al máximo las pérdidas de potencia activa en las líneas del sistema, mejorar los perfiles de tensión en el mismo y corregir el factor de potencia.

Para la solución del problema de las pérdidas de potencia, a causa de la presencia de la energía reactiva, existen algunos métodos computacionales que nos pueden ayudar a solucionar este fenómeno, entre los métodos más comunes tenemos:

- ❖ Optimización Lineal OL.
- ❖ Optimización Entera Lineal Mixta.

- ❖ Optimización No lineal.
- ❖ Optimización Dinámica.
- ❖ Teoría de Grafos.
- ❖ Algoritmos Genéticos.
- ❖ Búsqueda Tabú.
- ❖ Optimización Estocástica.

Para el presente trabajo se planea utilizar la programación no lineal para resolver el problema de la ubicación de condensadores en las redes de distribución, ya que se plantea el uso de restricciones, las mismas que nos permitirán obtener la solución más óptima.

### 3.1.1 Programación No Lineal NLP.

Se utiliza en situaciones que deben representarse utilizando, expresiones no lineales (por ejemplo producto de variables) y variables continuas. En general, es difícil garantizar que la solución sea óptima a menos que se la combine con la programación cuadrática. Los algoritmos de solución son poco potentes, y sólo es posible abordar problemas de pequeño tamaño.[29]

De forma general, el problema de programación no lineal (no linear programming NLP) se plantea como:[30]

$$\begin{aligned} \min_x & f(x) \\ g_i(x) & \leq b_i \quad i = 1, \dots, m \\ x & \in R^n, \quad f(x) : R^n \rightarrow R \quad y \quad g_i(x) : R^n \rightarrow R \end{aligned}$$

(Ecuación 3.1)

Los problemas de NLP se presentan de muchas formas distintas y no existe un único algoritmo o método para resolverlos. En su lugar, se han desarrollado algoritmos para unas clases o tipos especiales de NLP.

La resolución de los problemas de programación no lineal es, en general, más difícil y computacionalmente más costosa que un problema de programación lineal

de tamaño equivalente.

Los NLP se clasifican en:

- Sin restricciones.
  - No requieren derivadas
    - Métodos de coordenadas cíclicas, Hooke & Jeeves y Nelder & Mead
  - Requieren primeras derivadas
    - Métodos de máximo descenso, gradiente conjugado
  - Requieren segundas derivadas
    - Métodos de Newton y cuasi-Newton
- Con restricciones
  - Métodos factibles
    - Método del gradiente, Newton y cuasi-Newton reducido
    - Programación cuadrática secuencial
  - Métodos de penalización
    - Métodos de penalización y barrera
    - Método del lagrangiano aumentado

Los problemas de optimización no lineal son más difíciles de resolver que los problemas lineales. Estas dificultades mayores aparecen incluso en el caso más simple de minimizar una función de una variable sin restricciones. El problema se formula como la minimización de:

$$\begin{array}{ll} Z=f(x) \\ \text{Sujeto a} & x \end{array} \quad (Ecuación 3.2)$$

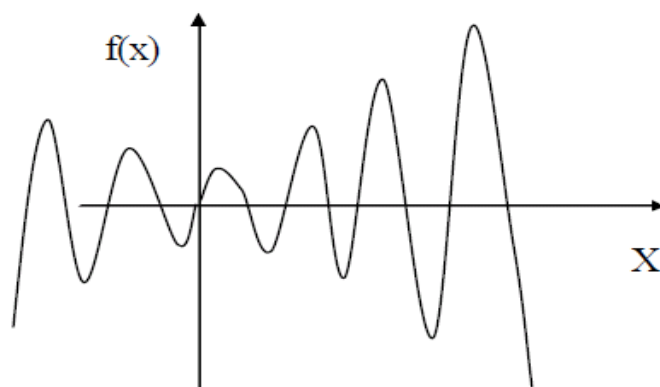
Uno de los problemas que se van abordar en la programación no lineal (NLP), es la localización tanto de los mínimos locales como de los mínimos globales tal como se muestra en la siguiente figura:



**FIGURA 3.1: Representación de Mínimos y Máximos Locales y Globales<sup>23</sup>**

Para encontrar el valor mínimo de una función debemos derivarla e igualarla a cero,  $f'(x) = 0$ . Como en la figura (FIG 3.1), la función puede presentar varios puntos donde se encuentre un valor mínimo, de todos ellos, uno representa el mínimo de la función, al que se le llama Mínimo global, al resto de puntos se les llama mínimos locales.[13]

Otro problema de las ecuaciones no lineales se da cuando la función es diferenciable en todos los puntos como se muestra en la figura (FIG 22), donde se obtiene muchos puntos que pueden ser el valor mínimo y máximo de la función, pero esta función no puede ser resuelta en forma cerrada, por lo que se deben utilizar métodos numéricos para encontrar la solución.



**FIGURA 3.2: Representación de una Función Diferenciable <sup>24</sup>**

<sup>23</sup> <http://dieumsnh.qfb.umich.mx/DIFERENCIAL/repres1.jpg>

<sup>24</sup> <http://nereida.deioc.ull.es/~pcgull/ihiu01/cdrom/mathematica/contenido/img88.png>

En el trabajo realizado nos interesan únicamente los problemas en los que todas las funciones sean diferenciables. La teoría de la optimización y los métodos computacionales para estos problemas se denominan optimización no lineal diferenciable.

### **3.1.2 Condiciones para la Programación No Lineal (NLP).**

Como ya se mencionó anteriormente una de las condiciones para la (NLP) es la condición de que la expresión a optimizar sea diferenciable, para lo cual hay que definir los términos para que una expresión sea diferenciable.

#### **3.1.2.1 Diferenciabilidad.**

La propiedad de diferenciabilidad permite caracterizar los extremos locales (mínimos o máximos), proporcionando condiciones necesarias para la optimización de la solución, se centrará la atención a la búsqueda de mínimos. Para una mayor claridad, se da la siguiente definición del tipo de puntos.

- Mínimo global: Una función  $f(x)$  tiene un mínimo global en el conjunto de puntos  $S$  en el punto  $x^*$ , si y sólo si  $f(x^*) = f(x)$  para todo  $x$  en  $S$ .
- Mínimo local: Una función  $f(x)$  tiene un mínimo local sobre el conjunto  $S$  en el punto  $x$ .
- si y solo si existe un número positivo cumpliendo  $f(x) = f(x)$ .

#### **3.1.2.2 Continuidad.**

Una función se dice que es continuamente diferenciable en  $x$  si todas las derivadas parciales son continuas en  $x$ . En este caso también es diferenciable.

Una vez determinadas las condiciones para la NPL , se realizara el modelamiento de las ecuaciones que cumplan las condiciones antes mencionadas para la resolución del problema de las pérdidas de energía debido a la presencia de cargas inductivas en el sistema.

El modelamiento de las ecuaciones se va a fundamentar en dos lineamientos, como son el objetivo y las restricciones a las cuales se va a sujetar el modelo para el cumplimiento del objetivo planteado y la optimización de la solución.

### 3.1.3 Optimización.[31]

La optimización es relevante dentro del desarrollo de un modelo matemático. La optimización consiste en la búsqueda de la mejor solución, en algún sentido, que las demás alternativas posibles. Es un concepto inherente a toda la investigación operativa.

Sin embargo, determinadas técnicas propias de la investigación se recogen bajo el nombre de optimización o programación matemática. En el presente trabajo, tenemos la tarea de ejecutar un programa en el cual se minimice las pérdidas de energía a través de la ubicación de bancos de condensadores en la red.

Los problemas de optimización se componen generalmente de tres elementos:

- **Restricciones.-** Representan el conjunto de relaciones (expresadas mediante ecuaciones e inecuaciones) que ciertas variables están obligadas a cumplir. Por ejemplo, no superar los límites de tensión determinados por la empresa distribuidora de tal manera que garanticen la operación confiable del sistema.
- **función objetivo.-** Se denominan soluciones factibles, aquellas que cumplen y satisface las restricciones. Por lo tanto, es necesario establecer criterios que permitan ordenar las soluciones. De esta manera se puede definir una función objetivo que valore cuantitativamente la calidad de la solución. Como ejemplo de funciones objetivo se pueden mencionar: la minimización de los costes variables de operación de un banco de condensadores, la maximización de los beneficios netos de venta de ciertos productos etc.



- **Variables.-** Representan las decisiones que se pueden tomar para afectar el valor de la función objetivo. Las variables se pueden clasificar en variables independientes y variables dependientes, aunque matemáticamente todas son iguales. La situación actual del sistema se representa mediante variables de estado, por ejemplo, la potencia disponible en el sistema, potencia demandada por cada consumidor, etc.

Las decisiones se denominan variables de control, por ejemplo, una topología de red sea radial o en anillo. Para nuestro caso serán los valores de potencia activa, reactiva, factor de demanda, costos de energía y el número de nodos.

### **3.2 Desarrollo del modelo matemático para óptima selección y ubicación de bancos de capacitores en circuitos de Distribución.[30]**

Para el desarrollo del modelo se toman en consideración los elementos descritos en 3.1.3, y consiste en determinar la mejor configuración de instalación de capacitores en los nodos del sistema de distribución, esto es, determinar en qué nodos deben ser instalados y que tamaño deben tener dichos bancos de capacitores para reducir al máximo las pérdidas de potencia activa en las líneas del sistema, mejorar los perfiles de tensión en el mismo y corregir el factor de potencia. El desarrollo del modelo matemático va a constar de dos etapas fundamentales.

- **Etapla constructiva:** En esta etapa se determina cuales nodos son los más adecuados para la instalación de condensadores utilizando un indicador de sensibilidad que mide la variación de las pérdidas de potencia activa del sistema ante los cambios de potencia reactiva en cada nodo del sistema.
- **Etapla de Optimización:** En esta etapa se consideran las configuraciones encontradas en la etapa constructiva como variables de decisión y se realiza el proceso de optimización utilizando el algoritmo descrito en [32][30].

### 3.2.1 Modelo Matemático.[33]

El modelo matemático del problema de ubicación de capacitores es el utilizado en cuya función objetivo busca minimizar los costos por pérdidas de potencia activa en un periodo de tiempo y los costos de instalación de capacitores en el sistema considerando capacitores fijos y una curva de duración de carga. Está restringido por las ecuaciones de factor de carga y las limitantes operativas, además de un límite de capacitores disponibles para instalación.

El modelo matemático general planteado para el problema de ubicación óptima de capacitores es el siguiente[30], [32]:

$$\min F = F_{perdidas} + F_{costo} + F_{capacidad} \quad \text{Ecuacion 3.4}$$

$$F_{perdidas} = K_E \sum_{k=1}^{nt} T_k P_{perdidas(k)} (V^{(1)}, \dots, V^{(H)}, Q) \quad \text{Ecuacion 3.5}$$

$$F_{costo} = \sum_{j \in SC} (K_{cfj} Q_{fj}) \quad \text{Ecuacion 3.6}$$

$$F_{capacidad} = K_A P_{perdidas} (V^{(1)}, \dots, V^{(H)}, Q) \quad \text{Ecuacion 3.7}$$

Donde:

$F_{perdidas}$  .-es el costo de pérdidas de energía

$F_{costo}$  .-es el costo de los condensadores

$F_{capacidad}$  .-es el costo correspondiente a las pérdidas de potencia

$P_{pérdidas}$  .-son las pérdidas totales en el sistema con carga constante

$P_{pérdidas(k)}$  .-son las pérdidas en el sistema

$K_A$  .-es la ganancia por MW por reducción en las pérdidas

$K_E$  .-costo por MWh

$T_k$  .- es la fracción de duración de la carga en el nivel k (horas/año) con pérdidas

$nt$  .-es el número de niveles de la curva de duración de carga

$SC$ .-es el conjunto de posibles barras consideradas para la ubicación de condensadores

$Q_{fj}$ .- es la potencia reactiva de los condensadores fijos conectados en la barra  $j$  en kVA

$K_{cf}$ .-es el costo por unidad de condensadores fijos \$/kVAR.

Tanto las ecuaciones (3.4, 3.5, 3.6, 3.7) representa inicialmente la función minimización de perdidas la cual va a depender de tres ejes fundamentales que son: la función perdida, función costo y la función capacidad de los bancos de condensadores, ahora con la finalidad de obtener una solución más simple, llegamos a la siguiente ecuación:[33]

$$\min v = k_e \sum_{i=0}^{nt} T_i L_{pi}(x_i) + \sum_{j=1}^{nc} f(u_j^0) \quad \text{Ecuacion 3.8}$$

s.a.

$$\begin{aligned} G_i(x_i, u_i) &= 0 \quad ; \quad i = 0, 1, \dots, nt \\ H_i(x_i) &\leq 0 \quad ; \quad i = 0, 1, \dots, nt \\ 0 \leq u_j &\leq u_j^0 \quad ; \quad j \in C \end{aligned} \quad \text{Ecuacion 3.9}$$

Donde:

$nt$ .- representa el número de niveles de carga utilizados

$nc$ .- es el número de nodos candidatos para adición de capacitores

$K_e$ .- representa el costo de la energía

$T_i$ .- representa la fracción de tiempo

$f(u_j^0)$ .- es la función que representa el costo de los condensadores a ser conectados

$G_i(x_i, u_i) = 0$  representa las ecuaciones de flujo de carga para el nivel de carga  $i$  donde  $x_i$  son las variables de estado y  $u_i$  son las variables de control, en este caso las inyecciones de potencia reactiva de los capacitores.[33]

$H_i(x_i) = 0$  representa las restricciones operativas para el nivel de carga  $i$ , en este caso los límites de tensión en los nodos

$U_j$  representa el nivel de operación del capacitor localizado en el nodo  $j$ ,  $j \in C$  representa el tamaño del banco de capacitores que debe ser conectado al nodo  $j$  y  $C$  es el conjunto de nodos candidatos para instalación de bancos de capacitores fijos.

### 3.2.2 Etapa Constructiva[34]

Esta es la primera etapa para buscar la solución óptima, que consiste en determinar cuáles son los nodos adecuados para la instalación de bancos de condensadores, con la finalidad de reducir la cantidad de variables de decisión en la etapa de optimización y así reducir el espacio de solución del problema. La idea es encontrar aquellos nodos que reduzcan de manera significativa las pérdidas y esto se logra encontrando la relación de cambio entre las pérdidas de potencia activa del sistema y las inyecciones de potencia reactiva en los nodos, es decir:[27]

$$\frac{\partial L_p}{\partial Q_i} \quad (\text{Ecuación 3.10})$$

Donde  $L_p$  representa las pérdidas de potencia activa en el sistema y se define con la siguiente ecuación que fue desarrollada en.[8]

$$L_p = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n [\alpha_{jk}(P_j P_k + Q_j Q_k) + \beta_{jk}(Q_j P_k - P_j Q_k)] \quad (\text{Ecuación 3.11})$$

Donde  $n$  es la cantidad de nodos del sistema,  $P_j$  y  $Q_j$  son las inyecciones de potencia activa y reactiva en el nodo  $j$  respectivamente. Y los parámetros  $\alpha_{jk}$  y  $\beta_{jk}$  se definen como:

$$\alpha_{jk} = \frac{r_{jk}}{V_j V_k} \cos(\delta_j - \delta_k)$$

$$\beta_{jk} = \frac{r_{jk}}{V_j V_k} \sin(\delta_j - \delta_k)$$

*(Ecuación 3.12)*

Ahora si se aplica la derivada de la ecuación 3.10 a 3.11 se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{\partial L_p}{\partial Q_i} = 2\alpha_{ii}Q_i + 2 \sum_{k=1, k \neq i}^n (\alpha_{ik}Q_k + \beta_{ik}P_k)$$

*(Ecuación 3.13)*

La expresión 3.13 es el Indicador de Sensibilidad que proporciona la razón de cambio de las pérdidas activas del sistema por el cambio de reactivo en el nodo i.

Con base en lo anterior se determinan los nodos para instalación de condensadores y para esto se sigue el siguiente procedimiento:

- Calcular las pérdidas para el sistema sin capacitores.
- Ubicación del banco de condensadores en cada nodo del sistema y evaluar la minimización de pérdidas en cada nodo.
- Ordenar los factores de mayor a menor y seleccionar el primero para instalar un banco de capacitores.

### **3.3 Complementación económica en el modelo matemático.[35]**

Como ya lo mencionamos anteriormente, parte del análisis del modelo de optimización es la reducción de costos de operación del sistema, para lo cual haremos la descripción de las ecuaciones que toman en cuenta el costo de los bancos de condensadores en la red, y sirven como punto de partida para la implementación de una ecuación que pueda tomar en cuenta los parámetros de costo, instalación, operación, mantenimiento y retiro de las unidades.

### 3.3.1 Factores económicos.

Los factores técnicos se complementan con el esquema económico, tomando en cuenta las restricciones operacionales y la formulación teórica del problema, de manera que se puedan obtener las herramientas adecuadas para encontrar la solución óptima tanto técnica y económica.

### 3.3.2 Costo de Condensadores. [20]

Parte de la solución que se plantea, es que el modelo sea capaz de mostrarnos el dimensionamiento adecuado de los condensadores, para lo cual vamos a partir de la siguiente ecuación:[27]

$$CIC = Ci(u_i^0) = kc + C_i^f(u_i^0) \quad (Ecuación 3.14)$$

Donde  $Kc$  es el costo de un banco de capacitores,  $kc = kc1$  si se instala un banco de capacitores fijo y  $Kc = Kc2$  si se instala un banco de capacitores conectable,  $kc2 > kc1$ ,  $C_i^f(U_i^0)$ , representa el costo asociado con la instalación del capacitor en la ubicación  $i$ . En general  $C_i^f(U_i^0)$  es una función correspondiente a la suma de los costos de operación, cambio y retiro.

Finalmente la función de los costos se la puede expresar ya sea, tomando en cuenta los siguientes factores:

- ❖ Costo de instalación de un capacitor (CIC)
- ❖ Costo de pérdidas de energía (CPE)
- ❖ Costo de la demanda (CD)

Se define en (3.14) el costo de instalación de un banco de capacitores de tamaño  $(U_i^0)$  en la ubicación  $i$  donde viene dado en una parte por la inversión (instalación) y por otra parte la asociada a la instalación (operación y mantenimiento, reposición y retiro). Considerando todos estos factores que influyen en el costo directo de la instalación de los bancos de condensadores, llegamos a la siguiente expresión.

$$CIC = VP_{inversión}(1) + VP_{operación}(2) + VP_{repar1}(3) + VP_{repar2}(4) + VP_{retiro}(5) \quad (Ecuación 3.15)$$

De la ecuación 3.15 se puede deducir la siguiente tabla de costos para la operación de los bancos de condensadores la misma que es tomada de :

**TABLA 3.1: Costos anuales de los bancos de condensadores [25]**

Tensión kV	Capacidad kVAr	Costo de inversión	Gastos de operación	Costo de reposición	Gastos de retiro	Costo total CIC
13.8	150	3850	77	1155	116	5423
	300	4000	80	1200	120	5634
	450	4150	83	1245	125	5845
	600	4300	86	1290	129	6057
	900	4600	92	1380	138	6479
	1200	4900	98	1470	147	6902
22.8	300	4200	84	1260	126	5916
	450	4400	88	1320	132	6197
	600	4600	92	1380	138	6479
	900	5000	100	1500	150	7043
	1200	5400	108	1620	162	7606

La TABLA 3.1 va a ser nuestro indicador para comparar los valores de inversión frente a los ahorros que se obtendrían mediante la implementación de bancos de condensadores en las redes de distribución.

### 3.4 Análisis multicriterial del modelo en función de variables incidentes.[36]

Una de las medidas más empleadas, tanto en circuitos urbanos como industriales, en la compensación de reactivo es la ubicación de bancos de condensadores en un punto estratégico de la red. Sin embargo la polémica ha sido la utilización de una u otra función objeto. En ocasiones se utilizó el mínimo de potencia activa o el mínimo de pérdidas de energía. En otro momento se ubicaron los equipos compensadores de reactivo buscando la máxima calidad del voltaje. Incluso se llegó a compensar reactivo con el objetivo esencial de liberar carga y aumentar la transferencia de

potencia activa.

Por otra parte, es evidente que resulta necesario compensar reactivo, en el sistema en su conjunto a partir de que el reactivo generado por las grandes centrales eléctricas no satisface la demanda, y en el caso de la industria, hay que garantizar un determinado factor de potencia en las barras de entradas.

El tema de la compensación de reactivo, si bien es recurrente, es además en extremo contradictorio, porque por un lado es necesario llevarlo a efecto, y por otro se utilizan indistintamente ecuaciones objeto a optimizar, e incluso se introduce como medida técnica para disminuir las pérdidas de energía. Es evidente la necesidad de concebir una metodología que entregue todos los procesos y optimice la solución.

Precisamente el objeto fundamental del presente trabajo es proponer una metodología para la optimización del reactivo a partir del análisis multicriterial en redes eléctricas de distribución urbanos e industriales.[37]

#### **3.4.1 Selección de las funciones o criterios empleados en la implementación del método.**

Para nuestro caso particular nos centraremos en los circuitos industriales o circuitos con carga altamente inductiva, donde la compensación de carga se hace necesaria para mejorar el factor de potencia, y garantizar un voltaje optimo en las barras de alimentación.

Los criterios que proponemos son los siguientes:

- Mínimo de pérdidas de potencia activa,  $\Delta P \rightarrow$  mínimo.
- Mínimo de caídas de voltaje en máxima demanda,  $\Delta V_{\text{máx}} \rightarrow$  mínima.
- Mínimo de inversiones iniciales,  $K \rightarrow$  *mínimo*.
- Mínimo de pérdidas de la energía,  $\Delta E \rightarrow$  mínima.
- Máximo posibilidad de incremento de carga,  $\Delta S \rightarrow$  *máxima*.



- Máxima confiabilidad,  $H \rightarrow$  máxima.
- Criterio de bonificación por concepto de factor de potencia,  $B \rightarrow$  máxima.

Las funciones anteriormente mencionadas se obtienen mediante un proceso de cálculo a partir de sus ecuaciones correspondientes, las cuales analizamos a continuación.

### 3.4.2 Ecuaciones objeto de análisis en la implementación del método de la Media Aritmética.

En la mayoría de los circuitos industriales predominan las cargas trifásicas por lo que el cálculo de las pérdidas de potencia activa se realizará por medio de la siguiente expresión:

$$\Delta P_{l(i)} = \left[ \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \right] R(i) \quad (\text{Ecuación 3.16})$$

Dónde:

$\Delta P_{l(i)}$  → pérdidas de potencia activa en un tramo, en KW.

$P_i$  → potencia activa total transferida por el tramo, en KW.

$Q_i$  → potencia reactiva total transferida por el tramo, en KVAR.

$V_i$  → voltaje en un nodo, en KV.

$R_i$  → resistencia total de un tramo, en  $\Omega$ .

$\Delta P_i$  → pérdidas totales de potencia activa. En KW.

Las pérdidas totales se calcularon como.

$$\Delta P_i = \Delta P_{il} + \Delta P_{tra} \quad (\text{Ecuación 3.17})$$

El cálculo de la caída máxima de voltaje se realiza por la expresión:

$$\Delta V_{\text{máx}} = V_b - V_{i \text{ mín}} \quad (\text{Ecuación 3.18})$$

Dónde:

$V_b \rightarrow$  tensión de envío al inicio del circuito, en KV.

$V_i \text{ mín} \rightarrow$  menor voltaje obtenido en un nodo cualquiera del circuito, en KV.

El voltaje en un nodo cualquiera se determina por la siguiente expresión:

$$V_i = \sqrt{\left( V_e - \frac{(P_i * R_i + Q_i * X_i)^2}{V_f} \right)^2 + \left( \frac{(P_i * X_i - Q_i * R_i)^2}{V_f} \right)^2} \quad (\text{Ecuación 3.19})$$

Dónde:

$V_e \rightarrow$  voltaje de envío, en KV.

$X \rightarrow$  reactancia del tramo analizado, en  $\Omega$ .

$R \rightarrow$  resistencia del tramo analizado, en  $\Omega$ .

Al igual que en el cálculo de las pérdidas, los voltajes se calculan para mayor exactitud a partir de un voltaje supuesto  $V_{nom}$ , el proceso de cálculo se repite hasta disminuir el error hasta 0.001KV. El cálculo de las inversiones se realiza por la siguiente expresión:

$$K_o = (K_{esp} * CKVAR) + (Cp + CD + CM + CH) * \#u \quad (\text{Ecuación 3.20})$$

Dónde:

$K_{esp} \rightarrow$  costo específico de los capacitores, en \$/cKVAR.

$CKVAR \rightarrow$  capacidad de reactivo total instalado, en cKVAR.

$Cp \rightarrow$  costo de una protección de sobre tensión, en \$.

$CD \rightarrow$  costo de desconexión, en \$.

$CM \rightarrow$  gastos en salarios de la mano de obra para la instalación de una unidad de banco, en \$.

$CH \rightarrow$  costo de los herrajes utilizados, en \$.

$\#u \rightarrow$  número de unidades empleadas en los bancos.

Debido a que queremos obtener un mínimo de inversiones iniciales de la implementación del método, tendremos la variante del circuito original (sin

compensar), donde  $K=0$ , por lo tanto, al calcular las efectividades de las demás variantes nos daría cero, porque:

$$e_{k(f)} = \frac{k_{\min}}{k_{if}} \quad y \text{ con } k_{\min} = 0 \quad (\text{Ecuación 3.21})$$

Para resolver este problema y teniendo en cuenta las ventajas del método, se le agregó a la expresión (3.20), este nuevo término no es más que el costo de la línea, que será común para todas las variantes, quedando plateada de la siguiente forma:

$$K_o = K_{esp} * L_{línea} + (K_{esp} * cKVAR) + (C_p + C_D + C_M + C_H) * \#u \quad (\text{Ecuación 3.22})$$

Dónde:

$K_{esp} \rightarrow$  costo específico de la línea, en \$/m.

$L_{línea} \rightarrow$  longitud de la línea, en m.

Para la determinación de la dependencia entre la compensación de reactivo y la confiabilidad, se empleó la expresión:

$$H = \frac{H_a}{e^{\lambda * I_{eq}}} \quad (\text{Ecuación 3.23})$$

Dónde:

$H_a \rightarrow$  confiabilidad del circuito sin carga, en p.u.

$\lambda \rightarrow$  coeficiente de atenuación de la exponencial que relaciona la confiabilidad con la corriente, entre (0.001-0.0001).

$I_{eq} \rightarrow$  es la corriente que, concentrando la carga al final del circuito, produce iguales pérdidas en el circuito original, en A.

$$I_{eq} = \frac{I_1}{K_d} \quad (\text{Ecuación 3.24})$$

Dónde:

$I_1 \rightarrow$  corriente que circula por el tramo analizado en el circuito, en A.

$K_d \rightarrow$  coeficiente de distribución de la carga.

$$k_d = \sqrt{\frac{S_1 * R_o * L_t}{\sum_{i=1}^n S_i * R_{oi} * L_i}} \quad (\text{Ecuación 3.25})$$

Dónde:

$S_1$  → potencia aparente que se transfiere por el primer tramo del circuito, en KVA.

$S_i$  → potencia aparente que se transfiere por cada tramo del circuito, en KVA.

$R_i$  → resistencia total del circuito, en  $\Omega$ .

$R_{oi}$  → resistencia específica del tramo, en  $\Omega$ .

$L_i$  → Longitud del tramo, en metro.

Para determinar la dependencia entre la compensación de reactivo y las pérdidas de energía ( $\Delta E$ ) se empleó la siguiente expresión:

$$\Delta E = \Delta P * T + \Delta P_{cc} * Kc^2 * t \quad (\text{Ecuación 3.26})$$

Dónde:

$\Delta P$  → pérdidas totales del circuito, en KW.

$T$  → tiempo equivalente de pérdidas, en horas.

## **CAPITULO IV**

### **RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.**

En este capítulo se realizara el análisis tanto técnico como económico de la problemática de las pérdidas de energía debido al consumo de energía reactiva ,al mismo tiempo se evaluara el desempeño del modelo propuesto , esto se hace a través de un análisis comparativo entre los resultados obtenidos con el programa desarrollado y los datos de pérdidas de energía y costos de equipos de compensación con la finalidad de poder decidir que tan factible es la solución de implementar bancos de condensadores en redes de distribución .

#### **4.1 Análisis de eficiencia energética en circuitos de distribución.**

La eficiencia energética como concepto, abarca dos frentes fundamentales, se toman tanto en el lado de la oferta como de la demanda de esta manera se consigue ahorros tanto económicos como de energía .Simultáneamente se logran reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero y mejoras en las finanzas de las empresas distribuidoras de energía. [9]

Es preciso tener presente que la eficiencia energética como concepto pretende mantener el servicio continuo, pero a su vez reduciendo el consumo de energía. Es decir, se trata de reducir las pérdidas que se producen en el sistema de distribución debido a los procesos de transformación, transporte, incorporando mejores hábitos de consumo y mejores tecnologías.

La eficiencia energética comprende las mejoras del lado de la oferta, así como de la demanda .En general, al sector energético le preocupa más el lado de la demanda, por ser aquel que requiere una labor de mayor detalle, pues

depende de la decisión de cientos de miles de usuarios y no de unos pocos empresarios como es el caso del otro componente, es decir la eficiencia en la oferta. [38]

La eficiencia en un sistema de distribución no solamente depende de lograr beneficios económicos, más bien se trata de tener un manejo óptimo y responsable de la energía, en este caso, se puede contribuir al cuidado del ambiente obteniendo beneficios económicos al mismo tiempo.

#### **4.1.1 La eficiencia energética y el ahorro de energía.[27]**

El ahorro de energía y la eficiencia energética son dos conceptos que van de la mano y se definen como la acción de “disponer de la energía necesaria para realizar nuestras actividades, pero con un menor consumo de energía”, dicho en otras palabras, consiste en reducir el consumo de energía mediante acciones concretas, pero manteniendo el mismo nivel de disponibilidad de energía.

El ahorro de energía va de la mano con un cambio en los hábitos de consumo, en ocasiones sería suficiente no malgastar la energía. El ahorro de energía es por ejemplo, apagar las luces al salir de una habitación, la luz encendida en una habitación vacía no produce ningún beneficio y, sin embargo, está consumiendo energía.

La eficiencia energética es el hecho de minimizar la cantidad de energía necesaria para satisfacer la demanda sin afectar la calidad de energía, una manera de conseguir este objetivo es la sustitución de un equipo por otro que con las mismas prestaciones, pero que consuma menor cantidad de energía. La eficiencia en el consumo de energía no supone cambios en los hábitos de consumo (el comportamiento del usuario sigue siendo el mismo), pero se consume menos energía ya que el consumo energético para llevar a cabo el mismo servicio es menor.

En resumen, se deben evitar procesos inadecuados, tecnologías obsoletas y comportamientos de consumo de energía poco efectivos. No se trata de disminuir el

confort que nos brinda el consumo de energía, sino de mantenerla, e incluso aumentarla. En resumen, se trata de consumir de una forma responsable.

En un contexto de desarrollo sostenible, la eficiencia y el ahorro energético se relacionan con el uso racional de la energía. Esto significa aprovechar los recursos energéticos de manera inteligente, de modo que se logre mejorar, o mantener, nuestra calidad de vida con menos consumo energético, menos costes y menos impactos sobre el medioambiente. También significa optimizar los procesos industriales, las prestaciones de los aparatos eléctricos y la conducta de los usuarios (ciudadanía, empresas, administración) para alcanzar los mismos objetivos.[39]

#### **4.1.2 Medidas para el ahorro y eficiencia energética.**

Ha continuación vamos a describir aspectos que son redundantes para obtener un consumo de energía eficiente:

- **Medidas de carácter Tecnológico.-** Las medidas de carácter tecnológico están encaminadas a disminuir el consumo energético a través de la introducción de mejoras o cambios en los procesos, en equipos de generación de electricidad y aparatos eléctricos. Este tipo de medidas se pueden aplicar tanto del lado de gestión de la oferta como del lado de gestión de la demanda.
- **Medidas para la gestión de la oferta.-** Comprenden todas las medidas innovadoras para aumentar el rendimiento en los procesos de generación de energía eléctrica, como por ejemplo, la utilización de ciclos combinados y la cogeneración en las centrales térmicas convencionales. Otro aspecto a considerar es la sustitución de un combustible por otros combustibles también fósiles pero más eficientes y menos contaminantes, tales como el gas natural o el diésel sintético. Sin lugar a dudas, las medidas de sustitución más eficaces son las que logran sustituir los combustibles fósiles por energías renovables, con lo que se consigue eliminar las emisiones contaminantes en la generación de electricidad. Un ejemplo de

esta última medida sería la generación de electricidad mediante parques eólicos, donde los kWh eólicos sustituyen a los kWh generados en centrales térmicas convencionales.

- **Medidas para la gestión de la demanda.**-Una de las maneras de reducir las emisiones contaminantes es cambiando las fuentes energéticas la cual va a tener como objetivo el sustituir aparatos y equipos por otros más eficientes, como luminarias de bajo consumo, electrodomésticos más eficientes, sistemas de ahorro automáticos en ordenadores, etc.

#### **4.1.2.1 Eficiencia energética en electrodomésticos.**

En función del consumo energético, cada aparato es clasificado dentro de las 7 clases energéticas existentes que van desde la letra A (para el aparato más eficiente de su clase) hasta la letra G (para el aparato menos eficiente). Esta clasificación permite al consumidor comparar electrodomésticos del mismo tipo. La etiqueta también aporta otros datos importantes como la capacidad, los litros de agua que consume o el ruido que produce el equipo.

Al implementar un equipo de alta eficiencia, no sólo el precio es un dato importante, además es conveniente calcular su consumo. A largo plazo, es más rentable pagar algo más por un aparato con mayor calificación de eficiencia energética.

En la siguiente figura se describe la eficiencia de los equipos según su clasificación:





**FIGURA 4.1: Eficiencia de equipos 25**

Para nuestro estudio nos enfocaremos en la minimización de pérdidas y el beneficio económico que esto implica, tanto para las empresas distribuidoras de energía, como para los consumidores, por el hecho de mejorar el factor de potencia en el sistema.

#### **4.2 Análisis de los resultados obtenidos para la selección y ubicación de bancos de capacitores.[40]**

Para la representación de resultados se ha utilizado el programa *MATLAB* versión 7.10, el mismo que va a ejecutar las instrucciones previamente ingresadas en el programa que se muestra en el **ANEXO D**.


*“MATLAB es el nombre abreviado de “Matrix Laboratory”. MATLAB es un programa para realizar cálculos numéricos con vectores y matrices. Como caso particular puede también trabajar con números escalares, tanto reales como complejos, con cadenas de caracteres y con otras estructuras de información más complejas. Una de las capacidades más atractivas es la de realizar una amplia variedad de gráficos en dos y tres dimensiones. MATLAB tiene también un lenguaje de programación propio.*

*MATLAB es un gran programa de cálculo técnico y científico. Para ciertas operaciones es muy rápido, cuando puede ejecutar sus funciones en código nativo con los tamaños más adecuados para aprovechar sus capacidades de vectorización. En cualquier caso, el lenguaje de programación de MATLAB siempre es una*

<sup>25</sup> <http://olimpiasplendid.files.wordpress.com/2011/10/clase-energ3a9ticas1.jpg?w=584>

*magnífica herramienta de alto nivel para desarrollar aplicaciones técnicas, fácil de utilizar y que aumenta significativamente la productividad de los programadores respecto a otros entornos de desarrollo”.*<sup>26</sup>

#### **4.2.1 Archivo \*.m**

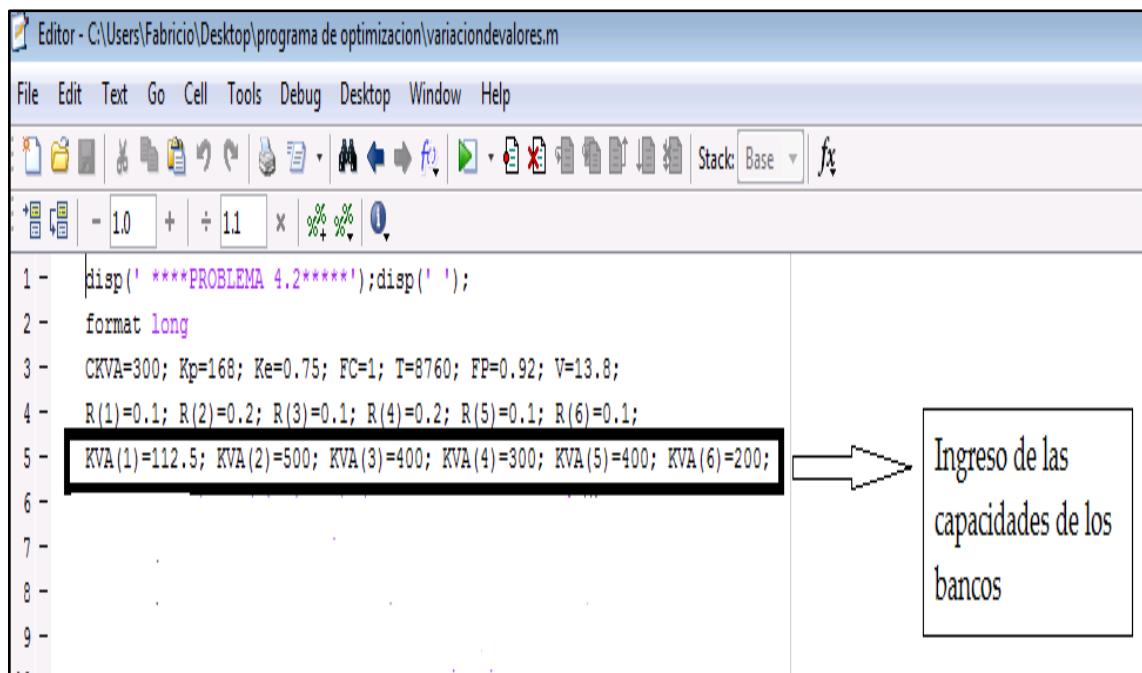
Los archivos \*.m son ficheros de texto ASCII, con la extensión \*.m, que contienen conjuntos de comandos o definición de funciones (estos últimos son un poco más complicados y se verán más adelante). La importancia de estos ficheros-M es que al teclear su nombre en la línea de comandos y pulsar , se ejecutan uno tras otro todos los comandos contenidos en dicho fichero. El poder guardar instrucciones y grandes matrices en un fichero permite ahorrar mucho trabajo de tecleado.

#### **4.2.2 Simulación de Bancos de Condensadores en Redes de Distribución.**

Para añadir condensadores en cualquier nodo del alimentador se ingresa la capacidad deseada del banco de condensadores trifásico en el archivo que se va a ejecutar en el *Comand Window de Matlab*, el ingreso de la capacidad de los bancos de condensadores se da como se muestra a continuación en la figura:

---

<sup>26</sup> Aprenda Matlab 7.0 como si estuviera en primero, Javier García de Jalón, José Ignacio Rodríguez, Jesús Vidal pág.3



**FIGURA 4.2: Ingreso de equipos de compensación**  
**FUENTE: AUTOR**

El siguiente paso es el ingreso de la información del sistema:

```

CKVA=300; Kp=168; Ke=0.69; FC=1; T=8760; FP=0.92; V=13.8;
R(1)=0.1; R(2)=0.2; R(3)=0.1; R(4)=0.2; R(5)=0.1; R(6)=0.1;

```

**FIGURA 4.3: Ingreso de datos**  
**FUENTE: AUTOR**

Donde:

CKVA = Capacidad del banco de condensadores KVA

KP = Costo Potencia KW

KE = Costo de Energía KWh

FC = Factor de Carga

T = Tiempo (Esta representado en horas al año)

FP = Factor de potencia

V = Voltaje de la línea en media tensión KV

R = Resistencia de la Línea  $\Omega$

Si colocamos condensadores en cualquiera de los nodos, podemos ir verificando mediante un cuadro de texto. De ésta manera podemos ir probando en diferentes puntos del alimentador hasta llegar una condición donde se minimicen las pérdidas.

---

```

CUANDO EL CAPACITOR ES DE: 600.0 [KVAR]
La corriente debida a C es: 25.1022 [A]

      |R.Prđ Pot [KW]|R.Prđ Energ [KWh]| Ahorros[$]
C en nodo 1| 0.283266 | 2481.4141 | 1759.76|
C en nodo 2| 0.794234 | 6957.4931 | 4934.10|
C en nodo 3| 0.926241 | 8113.8676 | 5754.18|
C en nodo 4| 0.992689 | 8695.9525 | 6166.98|
C en nodo 5| 0.931828 | 8337.9939 | 5913.12|
C en nodo 6| 0.812181 | 7114.7072 | 5045.59|

```

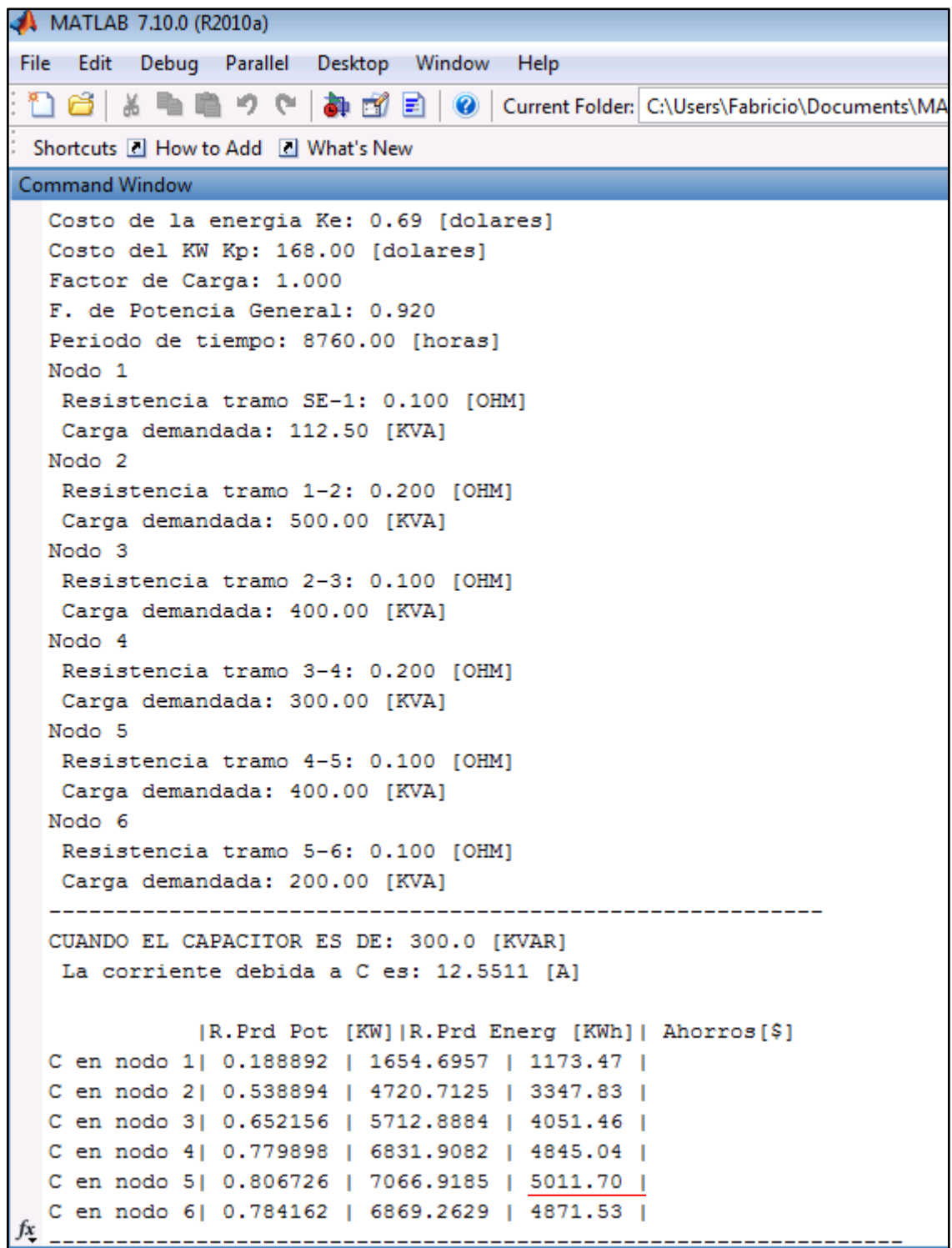
---

**FIGURA 4.4: Ubicación y Capacidad Optima de Condensadores**  
**FUENTE: AUTOR**

Como se puede observar en la FIGURA 4.4, el programa realiza la ubicación de los bancos de condensadores en los diferentes puntos de la red, y obtenemos los valores tanto de la reducción de pérdidas de potencia, reducción de pérdidas de energía y los ahorros generados por la ubicación de los equipos de compensación en la red.

El programa también está en la capacidad de ingresar diferentes valores de bancos de condensadores, es decir no solo los va a ubicar si no también trataremos de buscar el valor de los condensadores que nos aproximen a la solución óptima, tanto técnica como económica, ya que estos dos factores van de la mano en el momento de analizar una posible solución a un problema dado.

A continuación presentamos la solución mostrada por el programa, asumiendo diferentes valores de condensadores.



**FIGURA 4.5: Minimización de pérdidas aplicando un condensador de 300KVA**  
**FUENTE: AUTOR**

Al aplicar un condensador de 300KVA al sistema, el máximo ahorro que obtenemos es ubicando el banco de condensadores en el nodo 5, dependiendo el valor de los bancos vamos a obtener diferentes configuraciones en el alimentador

como se puede observar en las siguientes figuras:

```

-----
CUANDO EL CAPACITOR ES DE: 900.0 [KVAR]
La corriente debida a C es: 37.6533 [A]

      |R.Prđ Pot [KW]|R.Prđ Energ [KWh]| Ahorros[$]
C en nodo 1| 0.283123 | 2480.1552 | 1758.87 |
C en nodo 2| 0.766021 | 6710.3418 | 4758.83 |
C en nodo 3| 0.822253 | 7202.9375 | 5108.17 |
C en nodo 4| 0.638371 | 5592.1328 | 3965.82 |
C en nodo 5| 0.435300 | 3813.2320 | 2704.26 |
C en nodo 6| 0.084056 | 736.3331 | 522.19 |
-----

```

(a)

```

-----
CUANDO EL CAPACITOR ES DE: 1200.0 [KVAR]
La corriente debida a C es: 50.2044 [A]

      |R.Prđ Pot [KW]|R.Prđ Energ [KWh]| Ahorros[$]
C en nodo 1| 0.188461 | 1650.9190 | 1170.80 |
C en nodo 2| 0.454253 | 3979.2585 | 2822.00 |
C en nodo 3| 0.340194 | 2980.0981 | 2113.42 |
C en nodo 4| -0.283054 | -2479.5507 | -1758.44 |
C en nodo 5| -0.742851 | -6507.3731 | -4614.89 |
C en nodo 6| -1.400212 | -12265.8596 | -8698.68 |
-----

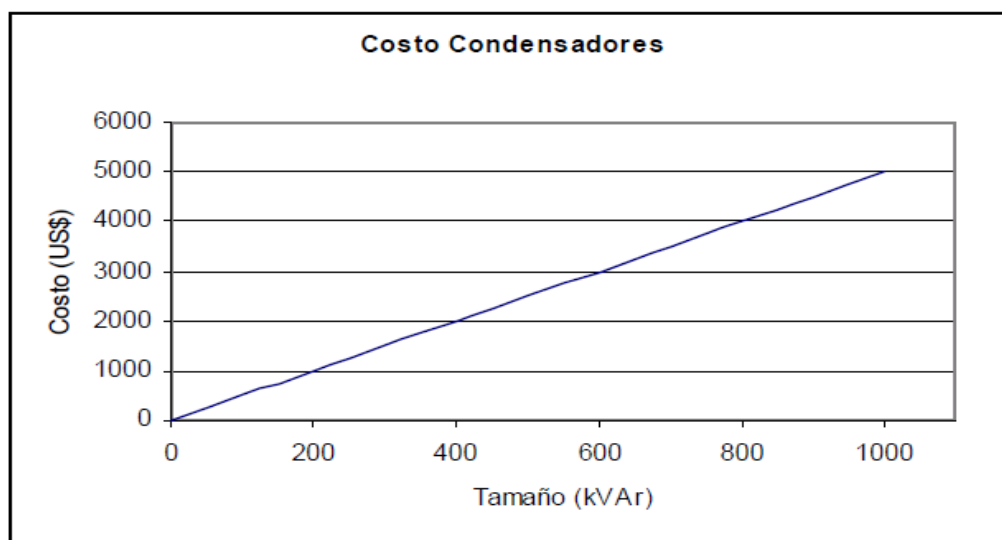
```

(b)

**FIGURA 4.6: Minimización de pérdidas (a) aplicando un condensador de 900KVA  
(b) aplicando un condensador de 1200KVA  
FUENTE: AUTOR**

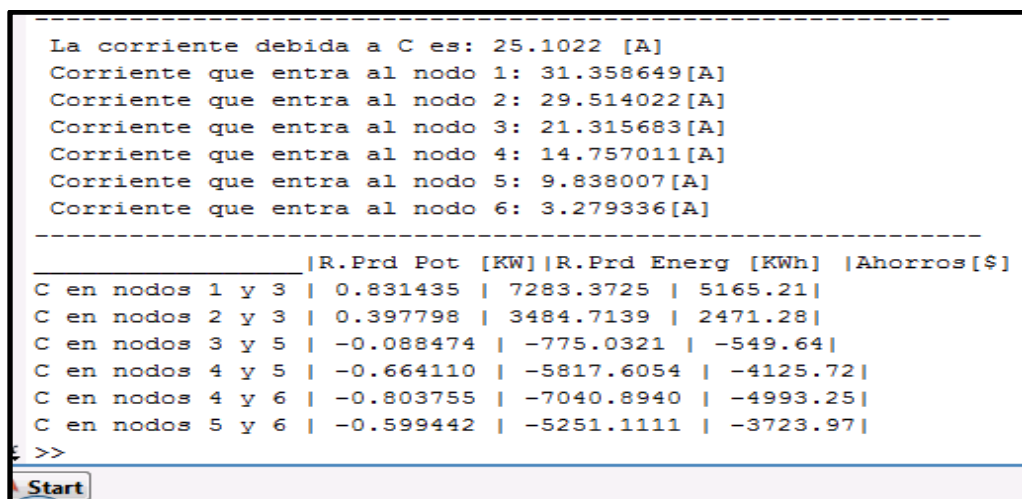
Como se puede ver en el programa se realiza la ubicación de los bancos de condensadores y se utilizan diferentes valores de los mismos para verificar la solución óptima, ya que la optimización del modelo propuesto no solo depende de la minimización de pérdidas de energía, también es necesario cumplir con el escenario económico ya que es parte de la solución óptima, ya que este proyecto debe ser una solución técnico-económica para la minimización de pérdidas.

Para las diferentes capacidades de condensadores el programa ha encontrado cuatro posibles soluciones, donde la solución final es la expresada en la (FIGURA 4.4), debido a la variación en los costos de los condensadores de acuerdo a su capacidad , tal como se muestra en la gráfica.



**FIGURA 4.7: Costos de Condensadores**  
**FUENTE: AUTOR**

Otra de las variables que se ha tomado en cuenta es la ubicación de algunos bancos a lo largo del alimentador, para el ejemplo planteado anteriormente las soluciones que nos da el sistema se representan de la siguiente manera.

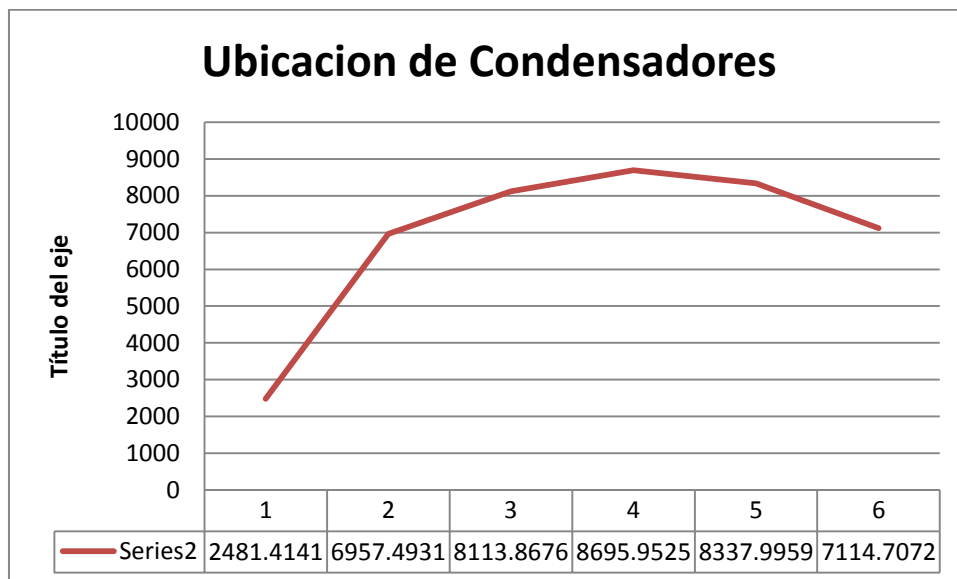


**FIGURA 4.8: Costos de Condensadores**  
**FUENTE: AUTOR**

Como se puede ver en los resultados, la ubicación de más bancos de condensadores a lo largo de la red, no cumple con el tema económico, los gastos de operación, mantenimiento, instalación y retiro de los condensadores exceden al ahorro de energía generado por la instalación de dichos equipos de compensación.

La implementación de un esquema de compensación en donde se consideran los bancos de capacitores fijos, los mismos que están regidos a factores operativos en donde para su correcta aplicación se debe escoger un sistema de control adecuado, este método debe garantizar la mayor reducción de pérdidas y un costo de inversión adecuado para maximizar los beneficios económicos a la empresa distribuidora.

De los resultados revisados anteriormente llegamos a la conclusión de que la configuración más idónea para el sistema la implementación de un banco de condensadores de 600KVAR el mismo que debe ser ubicado en el nodo 4, ya que en este punto de la red se genera el máximo ahorro , de los datos obtenidos en la FIGURA 4.4 se genera la siguiente gráfica.



**FIGURA 4.9: Ubicación óptima de condensadores**  
**FUENTE: AUTOR**

En la FIGURA 4.9 se muestra la ubicación óptima en la cual el banco de condensadores nos va a generar el mayor ahorro, el que posteriormente será comparado con los gastos de adquisición del equipo ,operación ,mantenimiento ,sustitución y reemplazo del mismo .



#### 4.3 Análisis económico. [13]

Todo proceso de investigación debe pasar por un análisis económico para evaluar las posibilidades de su posterior implementación, evaluar los beneficios económicos que proyectara se hace indispensable para poder deducir la factibilidad del proyecto.

En el presente trabajo se dispone de tres evaluaciones la primera se enfocada a la minimización de pérdidas de potencia, la segunda es la minimización de pérdidas de energía y la tercera es el ahorro que nos generaría la implementación de bancos de condensadores en las redes de distribución , para el método propuesto se toma en cuenta el precio de kWh de 0.098 , valor que es el promedio de las cuatro mediciones a las que somete el sector industrial por el tema de horario, las tarifas se las obtuvo del pliego tarifario del CONELEC el pliego que se detalla en el **ANEXO ¿?**.

Existen varios rubros asociados con la instalación de un equipo de compensación, primero se encuentran los costos de adquisición del equipo, los costos de instalación, costos de mantenimiento que se lo hace dos veces al año durante la vida útil del equipo, para garantizar su óptimo funcionamiento, costo de reposición de una unidad y finalmente el costo de retiro del equipo al final de su vida útil.

Por objeto de análisis se considera los gastos generados por el equipo en un año, ya que el método desarrollado en Matlab nos muestra resultados de ahorro en el periodo de un año. Los valores a referir nuestro análisis se los muestra en la siguiente tabla.

**TABLA 4.1: Gastos anuales**  
**FUENTE: AUTOR**

TENSION Kv	CAPACIDAD KVAR	COSTO TOTAL ANUAL
13.8	150	5423
	300	5634
	450	5845
	600	6057
	900	6479
	1200	6902
22.8	300	5916
	450	6197
	600	6479
	900	7043
	1200	7606

Ahora para saber si los resultados obtenidos ,nos remitimos a la siguiente tabla en la cual se aplica el criterio del Valor Presente Neto VPN , y para cumplir este criterio se debe tomar en cuenta los siguientes parámetros.

**TABLA 4.2: Valor Presente Neto VPN**  
**FUENTE: AUTOR**

Valor	Significado	Decisión a tomar
VPN > 0	La inversión producirá ganancias	El proyecto se acepta
VPN < 0	La inversión producirá perdidas	El proyecto debe rechazarse
VPN = 0	La inversión o produce ni ganancias ni perdidas	Dado que el proyecto no agrega ganancia alguna, la decisión final se basaría en otros criterios, como la obtencion de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores

Otro de los indicadores que va a ser motivo de análisis es la relación Costo-Beneficio la cual influye directamente en la decisión si el proyecto se acepta o no , de igual manera esta relación y sus condiciones se las describe en la siguiente tabla.

**TABLA 4.3: Relación Costo-Beneficio**  
**FUENTE: AUTOR**

Valor	Significado
$R B/C > 1$	El proyecto es rentable
$R B/C < 1$	El proyecto se debe rechazar
$R B/C = 1$	El proyecto es indiferente

Una vez que se realice la compara tanto del valor presente neto VPN y la relación Costo-Beneficio ,sabremos si la metodología propuesta es factible para su implementación.

El valor presente neto VPN viene a ser para nuestro caso los gastos que generaría la implementación de bancos de condensadores en redes de distribución , los mismos que se describen en la TABLA 4.1.

De los resultados expuestos, teníamos que se debe ubicar un condensador de 600kVAr en el nodo 4,para el cual tenemos el siguiente valor.

**TABLA 4.4: Valor Presente Neto VPN para banco de condensadores de 600KVAR**  
**FUENTE: AUTOR**

TENSION Kv	CAPACIDAD KVAR	COSTO TOTAL ANUAL
13.8	150	5423
	300	5634
	450	5845
	600	6057
	900	6479
	1200	6902

Como se observa en la TABLA 4.3,ya que nuestro sistema tiene un voltaje en media tensión de 13.8Kv , como el condensador es de 600KVAR,entonces para los condensadores conectados a este nivel de voltaje tenemos.

$$CI = 6057 \text{ usd}$$

$$VPN = VP - CI$$

De la FIGURA 4.4 el programa calculo el siguiente ahorro que viene a ser nuestro VP.

$$VP = 6166.98 \text{ usd}$$

Con los datos obtenidos tendríamos que nuestro Valor presente Neto VPN es el siguiente :

$$VPN = 6166.98 - 6057$$

$$VPN = 109.98 \text{ usd}$$

Una vez obtenido el valor de VPN , calculamos la relación costo beneficio la cual nos va a indicar si el proyecto es factible.

$$\frac{B}{C} = \frac{6166.98}{6057}$$

$$\frac{B}{C} = 1.018$$

Otro factor que se debe tomar en cuenta es el periodo en el cual se va a recuperar la inversión inicial , para lo cual utilizaremos la siguiente relación.

$$RC = \frac{C}{B} \times 12 \text{meses}$$

$$RC = \frac{6057}{6166.98} \times 12 \text{meses}$$

$$RC = 11,79 \text{ meses}$$

De los resultados obtenidos se concluye que la metodología propuesta es factible para su implementación ya que los valores tanto de Valor Presente como el tiempo de recuperación de la inversión superan los índices rentabilidad y factibilidad para la implementación de una medida que ayude a mejorar el perfil tanto de eficiencia

como de nivel de tensión, los datos obtenidos se representan en la siguiente tabla.

**TABLA 4.5: Indicadores de factibilidad**  
**FUENTE: AUTOR**

<b>Indicador</b>	<b>Valor</b>	<b>Detalle</b>
Valor Presente Neto (VPN)	109.98	> 0 El modelo es rentable se acepta
Relación Costo Beneficio (B/C)	1.018	> 1 Se acepta la propuesta
Periodo de recuperación de la inversión	11,79	11,79 meses se recupera la inversión

## CONCLUSIONES:

- Por lo expuesto en el trabajo realizado es posible decir que en un sistema eléctrico no compensado lo más seguro es que se puede tener un recargo de hasta un 20% de su facturación por consumo de energía eléctrica.
- La compensación de energía reactiva favorece con la eficiencia del consumo de energía, ya que se reducen las pérdidas en el transporte. Al reducir las pérdidas no es necesario producir una electricidad extra que las compense, por lo que además se contribuye a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero producidos en la generación de energía eléctrica.
- Con la ubicación adecuada de equipos de compensación se incrementa la capacidad de sistema, ya que todo lo que se produce como extra para contrarrestar las pérdidas podría utilizarse para suministrar electricidad en el consumo.
- Con un control adecuado de las pérdidas se puede obtener diseños óptimo de las instalaciones, al evitar que sea necesario incrementar el calibre de los conductores por el aumento de la intensidad de corriente, favoreciendo la eficiencia en consumo de recursos como el cobre, cuya influencia económica en los presupuestos de instalaciones es bastante considerable.
- Debido a la compensación de la red se promueve un consumo eficiente del recurso energético ya que al eliminar los incrementos por caída de tensión en el transporte, se mejora sustancialmente la calidad del sistema .
- La optimización de la energía en las redes presenta beneficios tanto para las Empresas Distribuidoras como para los usuarios finales, por un lado genera ahorros de dinero que pueden ser utilizados para el mantenimiento de las

redes y repotenciación de sistemas.

- El uso de Matlab es una herramienta que permitió el desarrollo de este trabajo, ya que por sus prestaciones permite el ingreso, la lectura y el procesamiento de los datos ingresados. Además realiza los cálculos de matrices que para nuestro caso se utilizó matrices tanto para el número de nodos, como para la capacidad del banco de condensadores.
- La ubicación de bancos de condensadores en las redes de distribución son aplicables para sistemas con una considerable carga inductiva.
- El bajo factor de potencia es causa de recargos y multas en la planilla de energía eléctrica, los cuales llegan a ser significativos cuando el factor de potencia es muy bajo. Un bajo factor de potencia limita la capacidad de los equipos, con el riesgo de ocasionar sobrecargas peligrosas y pérdidas excesivas.
- Por otra parte al realizar el método de compensación individual se puede concluir que es el método más efectivo, pero también el más costoso ya que se tiene que conectar un banco por cada carga que se tenga conectado en el sistema, mientras que en los otros casos se puede tener un banco por un grupo determinado de cargas o un banco que realice la compensación de todo el sistema, minimizando con ello los costos por compra de capacitores.
- En el caso de la compensación individual se reducen tanto las pérdidas por efecto Joule en las líneas como la reducción de las capacidades de los transformadores, cabe mencionar que los otros métodos también liberan capacidad en los transformadores y mejoran el factor de potencia aunque no reduzcan las pérdidas por efecto Joule en las líneas que alimentan directamente a las cargas.
- Uno de los principales beneficios técnicos es la potencia liberada en el transformador. Al corregir el factor de potencia se tiene la posibilidad de

incrementar carga al transformador.

- El suministro de potencia reactiva desde los grandes centros de generación hasta los puntos de distribución , es costoso debido a la gran distancia que les separa, por ello la compensación en derivación es una de las alternativas más útiles para resolver el problema de suministro de potencia reactiva en los sistemas de distribución, para la solución a los problemas de control de voltaje y reducción de pérdidas.
- Los problemas de control de voltaje y reducción de pérdidas, deben resolverse simultáneamente. Sin embargo, cuando se propone la solución al problema de control de voltaje, el planteamiento es puramente técnico, y los costos originados se justifican a cambio de mantener un perfil de voltajes con mayor grado de calidad. Por su parte, cuando se propone la reducción de pérdidas, el problema a resolver es de naturaleza económica. Debido a lo anterior, es común estudiar estos dos problemas separadamente.
- La metodología aquí desarrollada genera una distribución de la compensación en diversos puntos del sistema, consecuente el costo de la compensación se eleva; sin embargo, el ahorro total producido por el efecto de la compensación absorbe el costo adicional, por ello esta práctica resulta costeaable; entonces, la instalación de compensación dispersa permite mantener un control distribuido de la potencia reactiva, lo cual perfila hacia la compensación local a costos competitivos.



## **RECOMENDACIONES:**

- En futuros trabajos se pretende realizar el estudio de la compensación de energía contemplando el escenario de un sistema con carga variable en el transcurso del tiempo.
- Para futuros estudios se recomienda realizar el estudio de todo un primario ya que sería un segmento significativo para el tema de análisis, en este punto sería de mucha ayuda tener todos los datos del sistema, si es posible transformador por transformador.
- Considerar un modelamiento que tome en cuenta un factor de crecimiento de la demanda en función del incremento de las cocinas a inducción en las redes, de manera que se podría tener una proyección de la carga y poder tomar medidas a tiempo ya sea para el tema de conductores y dimensionamiento de transformadores.

## REFERENCIAS:

- [1] P. M. V. Granda, "Parametrización, control, determinación y reducción de pérdidas en sistemas de distribución.," 2014.
- [2] "Capítulo 1 pérdidas en distribución de energía eléctrica."
- [3] A. Victor and H. Orejuela, "XXIX SEMINARIO NACIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO MACHALA , MAYO 2014," pp. 1–20, 2014.
- [4] Daniel Martinez Santiago, "DETERMINACIÓN DEL EFECTO CORONA EN EL RAMAL DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN," 2010.
- [5] M. A. G. Lopez, "Significado y medida de los fenómenos de desfase en los sistemas trifásicos desequilibrados, lineales."
- [6] RTR Energia, "Compensación de Energía Reactiva," .
- [7] F. S. L. LOYA, "UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO FACULTAD DE INGENIERÍAS CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE : INGENIERO ELÉCTRICO CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LA EMPRESA BANCHISFOOD S . A AUTOR : DIRECTOR : ING .," 2012.
- [8] M. Elnashar, M. Kazerani, R. El-Shatshat, and M. M. . Salama, "Comparative evaluation of reactive power compensation methods for a stand-alone wind energy conversion system," 2008, pp. 4539–4544.
- [9] L. Guo, Y. Cheng, L.-Z. Zhang, and H. Huang, "Research on power factor regulating tariff standard," 2008, pp. 1–5.
- [10] I. D. E. Soluciones, "Maquina Sincronica," *Inf. tecnológica*, pp. 207–236, 2012.
- [11] "Maquinas Sincrónicas - Monografías." .
- [12] F. González-longatt and A. R. Estacionario, "Consideraciones acerca de Compensación Reactiva y Niveles de Cortocircuito en la Integración de Generadores de Inducción," 2008.
- [13] N. K. Swain and N. N. Bengiamin, "On reactive power compensation," 1995, vol. 2, pp. 1362–1366 vol.2.
- [14] C. D. E. E. Reactiva, "6 compensación de energía reactiva."
- [15] C. T. Hsu, Y. H. Yan, C.-S. Chen, and S. L. Her, "Optimal reactive power planning for distribution systems with nonlinear loads," 1993, vol. 5, pp. 330–333 vol.5.

- [16] C. O. N. P. Armónica, C. Alberto, and R. Porras, “Ubicación óptima de condensadores en sistemas de distribución con polución armónica,” 2004.
- [17] S. Ebrahimi, V. Najmi, and H. Mokhtari, “Reactive compensation investigation of TSC systems based on different power factor definitions,” 2012, pp. 1393–1398.
- [18] P. Ledesma, “Control de tension,” pp. 1–20, 2008.
- [19] Julian Barquim, “La regulacion tension-reactiva,” pp. 1–31.
- [20] C.-X. Zhang and Y. Zeng, “Voltage and reactive power control method for distribution grid,” 2013, pp. 1–6.
- [21] W. Hofmann, *Reactive Power Compensation: A Practical Guide*, 1 edition. Chichester, West Sussex, U.K.; Hoboken, N.J.: Wiley, 2012, p. 304.
- [22] “Compensación reactiva.” [Online]. Available: <http://es.slideshare.net/EdwardSandoval1/compensacin-reactiva>. [Accessed: 26-Sep-2014].
- [23] “Reactive Power Compensation: A Practical Guide: Wolfgang Hofmann, Jürgen Schlabbach, Wolfgang Just: 9780470977187: Amazon.com: Books.” [Online]. Available: [http://www.amazon.com/Reactive-Power-Compensation-Practical-Guide/dp/0470977183/ref=sr\\_1\\_1?s=books&ie=UTF8&qid=1411771948&sr=1-1&keywords=reactive+power+compensation](http://www.amazon.com/Reactive-Power-Compensation-Practical-Guide/dp/0470977183/ref=sr_1_1?s=books&ie=UTF8&qid=1411771948&sr=1-1&keywords=reactive+power+compensation). [Accessed: 26-Sep-2014].
- [24] S. Bolognani, R. Carli, G. Cavraro, and S. Zampieri, “A distributed control strategy for optimal reactive power flow with power and voltage constraints,” 2013, pp. 115–120.
- [25] Galo Roberto Albuja Jaramillo, “Ubicacion Optima de Capacitores en Redes Primarias de Distribucion Utilizando Algoritmos Geneticos Considerando Demanda Variable,” 2011.
- [26] Enrique Gomez Morales, “Compensación de potencia reactiva tesis,” 2009.
- [27] R. . Fuselier, “Alternative cost-effective applications of power factor correction,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 25, no. 1, pp. 10–18, Jan. 1989.
- [28] A. Pourshafie, S. S. Mortazavi, M. Saniei, M. Saadati, and A. Saidian, “Optimal reactive power compensation in a deregulated distribution network,” 2009, pp. 1–6.
- [29] B. Baran, J. Vallejos, R. Ramos, and U. Fernandez, “Reactive power compensation using a multi-objective evolutionary algorithm,” 2013, vol. 2, p. 6 pp. vol.2–.

- [30] Y. G. Bae, "Analytical Method of Capacitor Allocation on Distribution Primary Feeders," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-97, no. 4, pp. 1232–1238, Jul. 2012.
- [31] M. Burgardt, G. Carballo, G. Muinelo, I. Mario, V. Ing, and A. Piria, "OPTIMIZACION DE LA RED DE DISTRIBUCION EN BAJA y MEDIA TENSION," 2005.
- [32] H. A. Attia, "Optimal voltage profile control and losses minimization of radial distribution feeders," 2012, pp. 453–458.
- [33] H. Enrique and A. Soto, "Análisis para ubicación de capacitores en sistemas de distribución poco enmallados utilizando un flujo de carga probabilístico," 2013.
- [34] G. R. A. Jaramillo, "Ubicacion Optima de Capacitores en Redes Primarias de Distribucion Utilizando Algoritmos Geneticos Considerando Demanda Variable," 2011.
- [35] A. Introduction and M. Applications, *Engineering Optimization*. .
- [36] Dr. Santiago Lajes Choy Ing. Modesto V. Novo Vazquez MC. Davel Borges, "Optimizacion multucriterial."
- [37] C. Jiang and C. Wang, "Improved evolutionary programming with dynamic mutation and metropolis criteria for multi-objective reactive power optimisation," *Gener. Transm. Distrib. IEE Proceedings-*, vol. 152, no. 2, pp. 291–294, Mar. 2005.
- [38] M. Poveda, "Eficiencia energética: recurso no aprovechado," *OLADE. Quito*, 2007.
- [39] M. D. Torres, *Energías renovables y eficiencia energética*. .
- [40] J. I. R. y J. V. Javier Garcia, *Aprenda Matlab 7 . 0*. .
- [41] [www.SchneiderElectric.com](http://www.SchneiderElectric.com), "Catalogo General de protección y Control de Potencia 2007 Capitulo 5.
- [42] [www.SchneiderElectric.com](http://www.SchneiderElectric.com), "Guía de Diseño de Instalaciones Eléctricas 08 Capítulo L Mejora del Factor de Potencia y Filtrado de Armónicos L4.
- [43] [www.capacitores y corrección del factor de potencia.com](http://www.capacitores y corrección del factor de potencia.com)
- [44] [www.monografias.com/trabajos74/motores-corriente-directa](http://www.monografias.com/trabajos74/motores-corriente-directa).